Année 1956. — N° 18. Le Numéro : 15 francs. 9 Août 1956.

JOURNAL OFFICIEL

DE LA REPUBLIQUE FRANÇAISE

AVIS ET RAPPORTS DU CONSEIL ÉCONOMIQUE

ABONNEMENTS : METROPOLE ET FRANCE D'OUTRE-MER : **250 fr.**; ETRANGER : **450 fr.**
(*Compte chèque postal :* **9063.13**, Paris.)

PRIÈRE DE JOINDRE LA DERNIÈRE BANDE aux renouvellements et réclamations | DIRECTION, RÉDACTION ET ADMINISTRATION **QUAI VOLTAIRE, N° 31, PARIS-7°** | POUR LES CHANGEMENTS D'ADRESSE AJOUTER 20 FRANCS

SESSION DE 1956

Séances des 24 et 25 Juillet 1956.

SOMMAIRE

Orientation de la politique énergétique de la France (1).

ORIENTATION DE LA POLITIQUE ENERGETIQUE DE LA FRANCE

(*Question dont le Conseil économique s'est saisi lui-même en application de l'article 1er de sa loi organique du 20 mars 1951 et de l'article 28 de son règlement intérieur.*)

1° Rapport présenté, au nom du Conseil économique, par M. Emmanuel Mayolle, président de la commission de la production industrielle.

SOMMAIRE

Préambule

Première partie. — *Etude de la politique énergétique des pays visités.*
- Introduction.
- Allemagne occidentale.
- Canada.
- Etats-Unis.
- Grande-Bretagne.
- Italie.
- Suisse.
- Union des républiques socialistes soviétiques.
- Conclusion.

Deuxième partie. — *La situation énergétique française.*

Chapitre I. — Prévisions de consommation d'énergie dans les années à venir.
- 1. — Consommation globale de l'énergie dans l'Europe occidentale.
- II — Prévisions de l'accroissement de la consommation d'énergie en France.
  - 1. — Charbon.
  - 2. — Electricité.
  - 3. — Produits pétroliers.
  - 4. — Gaz.

Chapitre II. — Les sources d'approvisionnement des besoins énergétiques français.
- I. — Charbon.
- II. — Electricité.
- III. — Pétrole.
- IV. — Gaz.
- V. — Energie nucléaire.

Conclusions générales du Conseil économique

(1) Le compte rendu analytique des débats consacrés à cette question figure aux *Bulletins du Conseil économique* n°s 22 et 23 des mardi 24 et mercredi 25 juillet 1956.

PREAMBULE

Le présent rapport a pour objet d'examiner le problème énergétique français et de dégager les grandes lignes d'une politique française de l'énergie au cours des années à venir.

Cette étude est la conclusion de la décision du Conseil économique, au mois de juillet 1953, d'envoyer des missions d'information à l'étranger dans les pays dont la situation énergétique intéresse directement la France en raison soit de leur proximité géographique, soit du développement rapide de leurs ressources énergétiques.

C'est ainsi qu'ont été visités l'Allemagne occidentale, le Canada, les Etats-Unis d'Amérique, la Grande-Bretagne, l'Italie, la Suisse, l'Union des républiques socialistes soviétiques.

La première partie du rapport analyse rapidement la situation énergétique des pays visités par les membres de la commission de la production industrielle, dans le but de mettre en relief les caractéristiques essentielles de chacun d'eux à cet égard et de dégager un certain nombre de traits communs méritant d'être retenus comme des données générales de la politique énergétique suivie par ces pays.

La seconde partie est consacrée à l'étude de l'évolution probable de nos besoins énergétiques, dans le cadre des prévisions du commissariat au plan, sur le développement de l'activité économique au cours des prochaines années, ainsi qu'à celle des diverses sources d'approvisionnement de notre pays.

Il a paru indispensable de réserver une place particulière à l'énergie nucléaire, dont l'utilisation industrielle doit marquer le début de nouveaux progrès économiques, voire d'une nouvelle révolution industrielle. Les efforts croissants des grandes puissances industrielles en sont la preuve.

De cette confrontation entre nos besoins et nos ressources, le rapport tire ensuite les conclusions sur les points qui réclament une intensification de nos efforts ou requièrent une attention vigilante.

Enfin, il définit un certain nombre de principes généraux concernant le secteur de l'énergie et dont l'application apparaît la plus favorable au développement économique du pays.

PREMIERE PARTIE

Etude de la politique énergétique des pays visités.

INTRODUCTION

Les principales questions qui ont préoccupé les missions en Allemagne occidentale, au Canada, aux Etats-Unis, en Grande-Bretagne, en Italie, en Suisse, en U. R. S. S. ont principalement porté sur la politique énergétique de ces pays et plus particulièrement sur les investissements: volume des investissements réalisés annuellement dans la recherche, la production et la transformation des diverses formes d'énergie; appréciation de la rentabilité de ces investissements du point de vue des pouvoirs publics et du point de vue de l'entreprise privée; coût des différentes installations énergétiques, notamment les centrales thermiques et hydrauliques; origine des investissements et régime fiscal auquel ils sont soumis.

Par ailleurs, les problèmes suivants ont également retenu l'attention de la mission: l'adaptation de la production à la consommation dans le passé, et leur évolution probable dans l'avenir (les réserves de chaque pays dans les diverses sources énergétiques et les projets d'équipement), la structure de ces industries, etc.

Enfin, la mission s'est intéressée particulièrement à l'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire, qui représente pour l'avenir une quatrième source d'énergie d'importance capitale, dont le monde pourra disposer beaucoup plus rapidement qu'on ne pouvait l'imaginer il y a quelques années.

Les missions ont recueilli sur tous ces sujets une documentation importante, et leurs comptes rendus sont annexés au présent rapport. Compte tenu des ressources naturelles et des conditions économiques ou sociales propres à chaque pays visité, le Conseil économique s'est proposé d'utiliser les renseignements fournis en Europe et en Amérique pour dégager les grandes lignes d'une politique énergétique française.

ALLEMAGNE OCCIDENTALE

Trois traits principaux caractérisent la physionomie de l'économie énergétique de l'Allemagne de l'Ouest:

— Les ressources énergétiques allemandes sont, dans une très large mesure, d'origine nationale;

— Les ressources nationales sont essentiellement constituées par la houille et le lignite; l'Allemagne étant peu favorisée en hydroélectricité, l'électricité est surtout produite à partir de la houille;

— La proportion des besoins pétroliers couverts par la production nationale s'est considérablement accrue et continue de s'accroître au cours des années d'après guerre.

En effet, sur une consommation de 156 millions de tonnes d'équivalent-charbon en 1952, qui place l'Allemagne au deuxième rang des puissances européennes (Grande-Bretagne: 232; France et Sarre: 107), les importations ne présentent guère plus de 13 p. 100 au total. Elles comprenaient environ 12 millions de tonnes de houille, 5 millions de tonnes de combustibles liquides et 1 milliard de kilowatts-heure d'énergie électrique. Si l'on note que l'Allemagne exportait également environ 11 millions de tonnes de coke, 12 millions de tonnes de houille et 1,5 million de tonnes de briquettes de lignite, il apparaît que son bilan énergétique est sensiblement équilibré.

De plus, si l'on considère que la consommation de pétrole était d'environ 7 millions de tonnes et celle d'énergie hydraulique de 10 milliards de kilowatts-heure, on constate que les combustibles minéraux solides constituent l'essentiel de l'énergie primaire consommée (90 p. 100), soit 123 millions de tonnes de houille et 20 millions de tonnes d'équivalent charbon en lignite.

On remarque que la consommation d'énergie par habitant en Allemagne occidentale (3,2 tonnes) reste sensiblement inférieure à celle des pays comme la Grande-Bretagne (4,73 tonnes) et la Belgique (3,67 tonnes), dont la structure et les conditions climatériques sont à peu près comparables.

Le chômage, le manque de logements et les restrictions diverses ont pu contribuer pour une part à maintenir la consommation d'énergie à un niveau anormalement bas, mais des facteurs plus positifs y ont également contribué: ce sont, en particulier, le bon groupement géographique des industries grosses consommatrices et les efforts systématiques et soutenus en vue d'améliorer les rendements d'utilisation.

Dans l'ensemble, la production d'énergie se développe à un rythme comparable à celui des autres pays industrialisés. La production de charbon semble avoir retrouvé un niveau normal et devoir s'y maintenir. La production d'électricité (essentiellement d'origine thermique) se développe selon la loi du doublement de la demande en dix ans. Plus vigoureux est le développement de la production de gaz de houille, la plus forte du monde avec celle de la Grande-Bretagne et des Etats-Unis, ainsi que celui de la production de pétrole, la plus forte des pays membres de l'O. E. C. E.

Le tableau suivant donne la répartition de la consommation de houille entre les différents utilisateurs, en 1952:

DESIGNATION	MILLIONS DE TONNES
Consommation des mines	12
Fabrication d'agglomérés	4,8
Cokéfaction	48,5
Usines à gaz	5,8
Centrales thermiques	9,8
Consommation directe	42,1
Total	123

Il convient également de noter que ces efforts sont réalisés avec des moyens financiers réduits.

Le marché des capitaux est en effet très étroit en raison de la faiblesse relative du revenu national par rapport à la France ou à la Suisse. L'intérêt moyen y est de 8 à 8,5 p. 100 et l'Etat n'accorde aucun prêt ni subvention dans aucun domaine. Ceci explique le vote, au début de 1952, de la loi d'aide aux investissements, qui a obligé les industries de transformation à investir un montant de 1 milliard de deutschmarks dans les industries de base. Notons cependant que ces investissements comportaient un intérêt de 8 p. 100, c'est-à-dire le taux normal.

Ce loyer élevé de l'argent explique que, dans le domaine électrique, l'effort porte surtout actuellement sur l'équipement, bien que la moitié de l'équipement hydraulique possible reste à réaliser à des coûts encore très raisonnables.

La faiblesse des moyens financiers détermine le critère du choix des investissements qui est celui de la rentabilité financière — eu égard à la neutralité absolue de l'Etat — et justifie la préférence accordée aux formes d'énergie à haut rendement: électricité, pétrole, gaz.

Les efforts consacrés à la recherche du pétrole ont permis la découverte de plusieurs gisements. L'apparition de cette nouvelle source d'énergie risque de modifier, à plus ou moins longue échéance, l'aspect actuel du marché énergétique allemand.

L'accroissement de la production de pétrole et de gaz naturel allemand se mesure au moyen du tableau suivant:

ANNEES	PETROLE — En millions de tonnes.	GAZ NATUREL — En millions de m³.
1950	1,1	67,9
1951	1,4	83,5
1952	1,8	96,3
1953	2,2	155,7

Ces chiffres font apparaître, entre 1952 et 1953, une augmentation de 25 p. 100 pour le pétrole et de 60 p. 100 pour le gaz naturel.

Cette production de gaz naturel, qui est un fait nouveau en Allemagne occidentale (comme dans de nombreux pays européens) suscite beaucoup d'intérêt.

En effet, l'industrie allemande a déjà été conduite, dans le cadre de l'économie charbonnière, à utiliser le gaz de houille comme matière première et comme matière énergétique. Les industriels allemands ont donc été familiarisés avec la consommation d'énergie sous forme de gaz.

En conclusion, l'Allemagne occidentale donne l'exemple d'un pays qui s'est efforcé à la fois d'obtenir une énergie commode, répondant aux besoins de son expansion économique, et de tirer le meilleur parti possible de ses richesses charbonnières nationales.

Un tel résultat a été obtenu en orientant délibérément la consommation de houille vers la carbonisation et la production d'énergie thermique.

CANADA

Le Canadien consomme, en moyenne, trois fois plus d'énergie que le Français, soit 6,87 tonnes d'équivalent charbon.

Le Canada est tributaire d'importations massives de charbon et jusqu'à ces dernières années d'importations de pétrole.

Par ses ressources naturelles en charbon, houille blanche et pétrole, le Canada donne une impression de richesse extraordinaire, mais aussi de sous-exploitation de cette richesse, en raison des immenses étendues qui séparent les centres de production éventuels des centres de consommation actuels. Aussi, la mise en valeur des ressources nationales économiquement exploitables est-elle le principal objectif de la politique énergétique canadienne.

La production de charbon se situe aux environs de 16 millions de tonnes pour des réserves évaluées actuellement à 60 milliards de tonnes. Elle est restée stationnaire au cours de ces dernières années et cette stagnation de la production de charbon nationale, face à une augmentation constante de la consommation n'est pas un des moindres paradoxes de l'économie énergétique canadienne.

Elle est due essentiellement à la situation excentrique des gisements charbonniers qui fait préférer, pour l'approvisionnement de certaines régions, des importations en provenance principalement des Etats-Unis.

Le Gouvernement canadien n'envisage plus d'accroître la production de charbon avant 1965, préférant assurer d'ici là la satisfaction des besoins énergétiques supplémentaires, au moyen des gisements de pétrole nationaux.

En effet, la production de pétrole brut qui était de 1,5 million de tonnes en 1948 est passée à près de 11 millions de tonnes en 1953 avec une capacité de raffinage de 27 millions de tonnes.

Mais surtout le Canada a été reconnu depuis 1948 comme possédant des ressources considérables; les réserves prouvées étant évaluées à 340 millions de tonnes et les réserves probables se situant à un niveau beaucoup plus élevé.

Le développement de la production de gaz naturel au Canada a évidemment été parallèle à celui du pétrole puisque les recherches sont confondues. Si les premières découvertes remontent à 1884 et les débuts de la production commerciale remontant à 1904, un tournant décisif a été marqué par l'année 1947.

L'augmentation de la production du gaz naturel a été d'une part moins importante et d'autre part plus régulière que pour le pétrole, si bien que le gaz naturel n'a pas, au Canada, une place comparable à celle des autres formes d'énergie, bien que les possibilités de production soient considérables.

La sous-exploitation des ressources de gaz naturel est due, comme pour le charbon, à la situation excentrique des gisements, 88 p. 100 de la production totale étant fournie par l'Alberta, une des provinces des moins peuplées et les moins industrialisées du Canada, située à des milliers de kilomètres des gros centres de consommation de l'Est, et au coût prohibitif du transport par « feeders », sur des distances aussi longues.

Il semble que la pleine exploitation des gisements de gaz naturel canadiens ne sera réalisée que par un système d'échanges avec les Etats-Unis, plutôt que par un réseau de transport transcanadien.

En ce qui concerne l'électricité d'origine hydraulique, on estimait à la fin de 1951 à 38 millions de kW environ le potentiel hydro-électrique canadien. A la même date, un peu moins d'un tiers (11 millions de ce total) était déjà équipé.

On prévoyait pour 1960 une capacité de 15 millions de kilowatts; sur ce dernier total 2,25 millions de kilowatts seront équipés en thermiques. Les installations thermiques représenteront ainsi 15 p. 100 du total en 1960 contre 7 p. 100 en 1950.

C'est que l'installation de sites équitables, le plus souvent éloignés des centres de consommation soulève de difficiles problèmes d'infrastructure et de transport de courant. Ce n'est guère que dans l'Est canadien que l'équipement hydroélectrique a été entrepris sur une large échelle.

En conclusion, le Canada poursuit une politique systématique de développement de ses ressources naturelles les plus rentables, pétrole et électricité, en y consacrant la quasi-totalité de ses investissements énergétiques, qui sont presque aussi élevés que ceux de la France, pour une population inférieure des deux tiers.

Aussi la production d'énergie augmente-t-elle très rapidement à un rythme de 4,5 p. 100. La politique énergétique du Canada est orientée vers la recherche de l'énergie à bon marché en procédant simultanément à des investissements massifs dans les

secteurs les plus rentables, et à des importations importantes (la moitié de sa consommation), lorsque les sources d'énergie nationales correspondantes sont d'un prix de revient élevé.

Cette politique se trouve facilitée par le fait que le problème de l'énergie ne se pose pas sur le plan national mais sur le plan continental. De plus, l'économie canadienne, en pleine expansion, jouit de conditions particulièrement favorables: les échanges avec les Etats-Unis ne sont pratiquement limités par aucune entrave géographique ou fiscale; le marché des capitaux y est d'autant plus large qu'il comprend également celui des Etats-Unis (taux d'intérêt 4 p. 100); le problème des devises ne se pose pas et la balance commerciale est équilibrée.

Consommation d'énergie au Canada.

CONSOMMATION EN 1940	USAGES domestiques.	INDUSTRIE et transports	CENTRALES thermiques.	TOTAL
Charbon (en millions de tonnes)	10,8	17	0,5	29,3
Pétrole (en millions de tonnes)	0,7	6	0,1	6,8
Gaz naturel (en milliards de mètres cubes)	0,6	0,2	0,2	1
Hydro-électricité (en milliards de kWh)	3,7	21,5	»	25,2

CONSOMMATION EN 1952	USAGES domestiques.	INDUSTRIE et transports	CENTRALES thermiques.	TOTAL
Charbon (en millions de tonnes)	10,8	23,5	1,2	35,5
Pétrole (en millions de tonnes)	4,7	17	0,2	21,9
Gaz naturel (en milliards de mètres cubes)	1,3	5	2	8,3
Hydro-électricité (en milliards de kWh)	13,2	42,5	»	55,7

Enfin, dans le domaine de l'énergie atomique, on notera que le Canada disposait déjà en 1953 de deux réacteurs expérimentaux et avait en cours de construction un réacteur de puissance.

ETATS-UNIS

Les Etats-Unis, dont la population est de 1/15 de la population mondiale, disposent de près de 45 p. 100 des ressources mondiales annuelles en énergie.

Ce potentiel énergétique met à la disposition des Etats-Unis 8 tonnes d'équivalent charbon par habitant et par an (soit la plus forte consommation du monde).

Un tel résultat est dû, non seulement à des conditions naturelles exceptionnellement favorables, mais aussi à une *politique énergétique tournée vers la recherche de sources d'énergie abondantes et bon marché, présentant le maximum de commodité pour l'utilisateur.*

En fonction de ces principes, ce sont les goûts des consommateurs qui déterminent le classement des diverses sources d'énergie et la répartition de la consommation en équivalent-charbon était, en 1952, la suivante:

Charbon	34,2	p. 100.
Pétrole	39,5	—
Gaz naturel	22,2	—
Force hydraulique	4,1	—

Le marché de l'énergie est ainsi caractérisé par la concurrence acharnée des différentes ressources, qui se traduit par une évolution constante de la structure de la consommation. Dans une première phase, le pétrole a détrôné le charbon. La seconde phase nous conduit actuellement au surclassement du pétrole par le gaz naturel.

La consommation s'est, en conséquence, adaptée aux nouvelles conditions de la concurrence et a évolué suivant les utilisations comme il est indiqué dans le tableau ci-dessous (en millions de tonnes métriques):

Evolution de la consommation primaire de charbon aux Etats-Unis par grandes catégories de consommateurs.

DÉSIGNATION	1935	1940	1945	1950	1952
Centrales thermiques	28,06	44,52	64	80	93,70
Chemins de fer	69,82	77,22	113,49	55,30	34,43
Cokeries	45,82	73,84	86,48	94,19	88,53
Aciéries	10,65	9,11	9,15	8,98	6,19
Autres industries	91,11	105,20	121,38	96,34	94,27
Usages domestiques et commerciaux	76,16	79,54	110,47	78,54	62,03

Ce tableau fait nettement apparaître les deux tendances contraires qui s'affirment dans l'évolution de la consommation du charbon:

— Une tendance à l'accroissement de la consommation, très forte pour les centrales thermiques, appréciable pour les cokeries;

— Une tendance à la diminution de la consommation, très marquée pour les chemins de fer, importante pour les usages domestiques et les aciéries, plus faible pour les autres industries.

Le tableau suivant donne un aperçu de l'évolution respective du pétrole et du gaz naturel aux Etats-Unis en mettant en parallèle la production de pétrole brut et les ventes de gaz naturel:

DÉSIGNATION	1935	1946	1950	1951	1952
Pétrole brut produit (en millions de tonnes)	121	237,5	270,4	307,5	313,8
Ventes de gaz naturel (en milliards de m³)	»	114	177	211	227

Cependant, comme la production de ces deux sources d'énergie se trouve étroitement confondue, les forages pouvant donner aussi bien de l'huile brute que du gaz naturel, la concurrence entre ces deux sources d'énergie, dernières venues sur le marché, ne pose pas de problème d'harmonisation vraiment sérieux au niveau de la production.

PRODUITS	1938	1950	1951	1952	1953
	(En millions de tonnes.)				
Essence	61,5	116,9	128,3	135,8	145
Gas oil	15,7	32,9	60,2	64,1	67,8
Fuel oil	43,5	83,1	84.6	82,5	86,1
Tous produits réunis	146,8	305,6	330,9	342	363,5

Par ailleurs la faiblesse de la production d'énergie hydraulique est toute relative puisqu'elle représentait en 1952 plus de 100 milliards de kWh. Elle a été développée à la fois par l'industrie privée dans un but énergétique et par le Gouvernement fédéral avec des objectifs multiples: irrigation et conservation des sols, contrôle des crues, navigation des fleuves.

La production d'électricité hydraulique qui était un moyen d'accroître la rentabilité de grands travaux entrepris, s'est trouvée ainsi prendre tout naturellement une position complémentaire à l'égard des autres sources d'énergie.

L'on peut penser que c'est seulement l'apparition d'une production massive d'électricité en provenance de centrales nucléaires qui modifiera cet aspect du marché; ces nouvelles centrales devant se trouver les concurrents directs des combustibles traditionnels: pétrole et charbon.

L'accroissement de la production d'énergie qui repose uniquement sur le pétrole, le gaz naturel et l'hydroélectricité s'est effectué à un rythme de 50 p. 100 en douze ans (1940-1952), soit 3,5 p. 100 par an en moyenne. Les investissements énergétiques, qui dépassaient 2.000 milliards de francs en 1951, sont consacrés pour une moitié à la production d'électricité et pour l'autre au pétrole et au gaz naturel.

D'une manière générale, la politique énergétique américaine s'est constamment attachée à la recherche de l'énergie à bon marché, quelle qu'en soit l'origine, et a ainsi fait de larges appels aux importations de pétrole brut étranger: en moyenne 50 millions de tonnes par an.

Il est à noter par ailleurs que les U. S. A. exportaient ces dernières années 50 millions de tonnes de charbon par an.

Ainsi ce pays, quoique disposant d'immenses ressources énergétiques, affirme son opposition à toute politique autarcique et porte tout son effort sur la recherche du bas prix de revient. Il est vrai que son revenu national et le marché des capitaux sont les plus importants du monde, que le régime fiscal est favorable aux investissements et que les échanges extérieurs ne posent pas de problèmes, du fait de la position prédominante du dollar.

Si le principal critère du développement énergétique des Etats-Unis est celui de la rentabilité financière, en raison de leur régime du type capitaliste presque pur, on doit admettre deux exceptions à ce critère: celle de certains aménagements hydroélectriques réalisés par l'Etat et celle de l'énergie atomique dont l'Etat a le monopole. Les Etats-Unis ont un important programme atomique qui leur permet de disposer d'une cinquantaine de réacteurs de différents types:

Expérimentaux: une trentaine, dont vingt environ en fonctionnement;

Propulsion de sous-marin: au moins trois en fonctionnement;

Sources d'énergie thermique ou de plutonium: une vingtaine probablement sont en cours de réalisation, tandis que plusieurs fonctionnent déjà;

Propulsion pour grands navires de surface: des projets sont en cours.

GRANDE-BRETAGNE

La consommation d'énergie en Grande-Bretagne est dominée par un facteur naturel, essentiel, l'existence sur le territoire britannique d'importants bassins charbonniers, qui ont été à l'origine de l'expansion économique anglaise au dix-neuvième siècle. Il en est résulté, pendant longtemps, pour la Grande-Bretagne, une position de premier ordre comme producteur et exportateur charbonnier.

En raison du grand développement de la consommation d'énergie depuis la fin de la guerre et de la stagnation de la production charbonnière, celle-ci est devenue paradoxalement un des points faibles de l'économie britannique. En effet, l'accroissement de la consommation de l'énergie a distancé la production de charbon (228 millions de tonnes par an). Aussi la Grande-Bretagne se trouve-t-elle maintenant devant un bilan énergétique à tendance légèrement déficitaire. L'hydroélectricité ne représente que 0,5 p. 100 de la consommation tandis que les importations de pétrole (12,5 p. 100 de la consommation) sont insuffisamment compensées par les exportations de charbon et de coke (4,7 p. 100).

Si le charbon — qui est pratiquement la seule ressource — occupe la première place dans l'économie énergétique du pays, des efforts importants sont faits, comme en Allemagne occidentale, pour valoriser cette production:

— par le développement de la carbonisation qui met à la disposition du marché anglais des quantités de coke et de gaz presque aussi importantes qu'en Allemagne (les investissements dans les usines à gaz sont d'ailleurs supérieurs à ceux des houillères proprement dites);

— par l'accroissement de la production d'électricité (à 98 p. 100 d'origine thermique), qui dépasse de 20 p. 100 la production allemande, et de 60 p. 100 la production française.

Comme l'indique le placement des produits charbonniers entre les différents secteurs, 23 p. 100 sont ainsi transformés par la carbonisation et 15 p. 100 par les centrales thermiques:

DÉSIGNATION	1938	1942	1945	1948	1951	1952	PRÉVISION 1961/65
	(En millions de tonnes longues.)						
Usines à gaz....	19,1	20,6	21	24,4	27,4	27,7	38
Centrales thermiques	14,9	22,3	23,5	28,8	35,4	35,5	63
Chemins de fer.	13,2	14,7	14,9	14,6	14,3	14,1	15
Cokeries	19,1	21,6	20,1	22,3	23,4	25,1	26
Sidérurgie	40,6	11,4	9,6	8,7	8	7,6	56
Autres industries		34,4	29,9	33,8	34,4	35,6	
Usages domestiques (1).......	45,8	47,5	37	36,9	37,5	37,1	45
Consommation des usines....	11,9	12	10,5	11	10,5	10,2	7
Divers	13,2	11,1	13,1	13,6	14	13,4	13
Totaux	177,8	195,6	179,6	194,1	207,9	206,2	263

(1) Y compris les fournitures aux mineurs.

Source: Memorandum of Federation of British Industries 1952.

Cependant, la Grande-Bretagne qui n'a jamais détenu de ressources pétrolières sur son sol s'est efforcée, depuis longtemps déjà, de s'assurer une position de producteur hors de son territoire, grâce à laquelle elle a pu réaliser des importations massives de pétrole, en même temps que se développait, essentiellement, depuis la guerre, une importante capacité de raffinage (30 millions de tonnes en 1954).

La consommation intérieure de produits pétroliers s'est sensiblement accrue ces dernières années:

PRODUITS	1938	1947	1950	1951	1952	1953
	(En millions de tonnes.)					
Essence	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	5,8
Fuel oil................	»	1,9	3,1	3,4	3,5	3,8
Gas oil.................	»	2,2	2,6	2,9	2,9	3
Autres produits........	»	2,7	»	»	4,4	»
Tous produits réunis..	9,1	»	14,9	16,3	16,5	17,3

Si les investissements énergétiques ont pris une importance notable et croissante depuis 1950, en raison de la priorité que le Gouvernement accorde à ce secteur et plus particulièrement à l'industrie charbonnière (dont le financement est assuré directement par le Trésor), leur montant est relativement peu élevé: en 1952, il a atteint 250 millions de livres sterling répartis de la façon suivante:

50 millions pour le charbon;

50 millions pour le gaz;

150 millions pour l'électricité.

Un gros effort d'investissement est également réalisé (de l'ordre de 100 millions de £) pour développer l'énergie atomique. Le Gouvernement britannique s'est, en effet, engagé résolument dans une politique d'équipement nucléaire pour les raisons qu'il a exposées dans son livre blanc *A programme of nuclear power*, et qui se trouvent résumées dans le passage suivant :

« A partir de 1965 environ, il peut être économiquement préférable de construire des centrales électriques basées sur l'énergie atomique plutôt que sur le charbon, même s'il n'y a pas de difficultés d'approvisionnement en charbon. Une énergie à bas prix est un énorme avantage à tout pays industriel, et plus rapidement nous pourrons réduire le prix de notre énergie, plus rapidement nous pourrons espérer obtenir une réduction du coût de notre production industrielle. »

Il est remarquable de voir la Grande-Bretagne, dont le charbon et l'électricité qui en résultent sont les moins chers d'Europe, opter pour une politique d'énergie à bon marché plutôt que pour une politique autarcique basée sur ses mines. Mais il est juste de faire observer, en même temps, que la pénurie d'énergie dont souffre l'Angleterre lui impose en quelque sorte de s'engager dans cette voie, sans qu'elle ait à craindre des répercussions fâcheuses sur l'exploitation des ressources nationales et la situation de la main-d'œuvre qui y est employée.

Quelques chiffres du programme nucléaire du Gouvernement britannique :

a) La construction de centrales nucléaires se développera progressivement jusqu'en 1970. A cette date, on espère ne plus mettre en chantier d'autre source d'électricité. L'énergie produite par les centrales nucléaires en service en 1975 serait équivalente à celle que pourraient produire, à cette époque, 40 millions de tonnes de charbon par an, soit pour un rendement thermique escompté de 30 à 32 p. 100, 90 milliards de kWh/an (40 p. 100 de la production d'énergie électrique prévue : 223 milliards de kWh) ;

b) Le kWh nucléaire revient à 0,6 d. (2,45 F), soit sensiblement le prix de revient probable du courant produit par les nouvelles centrales thermiques anglaises, en 1975, ayant un rendement thermique de 30 à 32 p. 100 et pour un prix de charbon de l'ordre de 3.000 F la tonne. Cette évaluation ne tient pas compte des progrès que l'industrie nucléaire ne manquera pas de réaliser au cours de la deuxième décennie de son existence : un prix de revient inférieur à 2 F par kWh apparaît comme une hypothèse vraisemblable.

Le Gouvernement britannique a annoncé, au mois de juin 1955, sa décision d'accroître de 50 p. 100 son programme d'équipement atomique, en construisant six nouvelles centrales d'ici 1965, en plus des douze centrales prévues au Livre blanc. Si les projets 1965-1975 sont majorés dans la même proportion, l'ensemble nucléaire dont disposera la Grande-Bretagne en 1975 représentera une puissance de 22 à 23 millions de kW, c'est-à-dire que près de la moitié de son électricité sera d'origine nucléaire.

La politique énergétique de la Grande-Bretagne sera donc, après 1975, basée plus principalement sur le charbon national et l'énergie nucléaire. A partir de 1975, on peut d'ailleurs penser que la Grande-Bretagne redeviendra exportatrice du charbon rendu disponible par la mise en service des centrales nucléaires.

ITALIE

L'Italie est un pays pauvre en énergie, qui a une consommation très faible (0,8 tonne par habitant en 1952), malgré des importations considérables (50 p. 100 de sa consommation). Mais sa situation est en train de subir des transformations accélérées, en raison des récentes découvertes de pétrole et de gaz naturel.

L'Italie ne possède sur son sol que des ressources charbonnières négligeables (1,2 million de tonnes de houille et de lignite par an). Aussi, pour subvenir à ses besoins charbonniers, qui sont de 12 millions de tonnes par an, a-t-elle largement recours à l'importation. Elle est, par contre, dès maintenant, le pays alpin le plus avancé dans l'équipement de ses ressources en énergie hydraulique.

L'essentiel de la production est, de ce fait, concentré dans l'Italie du Nord, qui fournit plus de 70 p. 100 de l'énergie électrique produite par l'ensemble du pays.

La capacité de production annuelle des installations techniquement possibles a été évaluée à 56 milliards de kilowatts-heure. En tant que producteur d'électricité, l'Italie présente, d'autre part, la particularité de disposer d'importantes sources géothermiques (vapeurs naturelles).

La répartition de la production d'électricité entre les différentes sources s'établit ainsi (en millions de kilowatts-heure) :

ANNÉES	HYDRAULIQUE	THERMIQUE	GÉO-THERMIQUE
1951	26.400	1.300	1.600
1952	27.100	1.900	1.850

Il convient de remarquer que l'Etat encourage la construction de centrales hydrauliques et plus particulièrement celles que permettent la valorisation du sol (irrigation, assèchement) et des cours d'eau (surtout dans le Sud) par des participations financières directes ou indirectes, qui atteignent jusqu'à 90 pour 100 du coût des travaux pour les ouvrages à but multiple. Cette intervention étatique s'explique par la faiblesse des moyens financiers et le taux élevé de l'intérêt (7 à 8 pour 100).

Dès 1952, l'Italie s'était assurée une importante capacité de raffinage (9 millions de tonnes), qui permettait de satisfaire largement une consommation intérieure croissante :

1951	6,3
1952	6,9
1953	7,4
1954	7,7

Mais le second objectif de sa politique pétrolière était de trouver du pétrole sur son propre sol. Or, la recherche du pétrole a surtout amené la découverte d'importants gisements de gaz naturel.

Le développement des installations de gaz naturel s'effectue à un rythme accéléré, sans considération de l'importance des réserves, dont on est persuadé qu'elles sont considérables.

Le gaz naturel est utilisé dès maintenant à tous les usages, y compris les centrales thermiques, en raison de son faible prix de revient comme combustible (2,60 F le mètre cube à Tavazzano). Le prix de vente du méthane est de l'ordre de 4 F le mètre cube.

Inférieure à 1 milliard de mètres cubes en 1951, la production italienne de gaz naturel a dépassé 3 milliards en 1954, en provenance presque entièrement du bassin du Pô. Cette production est mise à la disposition de tous les utilisateurs possibles, mais on doit noter que l'industrie en absorbe 90 pour 100. Celle-ci apparaît donc comme le premier bénéficiaire de la naissance et du développement de la nouvelle source d'énergie : 5 p. 100 seulement de la production vont aux usages domestiques et au chauffage urbain (les utilisateurs divers et parmi eux l'automobile utilisent les 5 p. 100 restant).

Par contre, les découvertes de pétrole ont été encore limitées ; il serait prématuré de chercher à évaluer, dès maintenant, les possibilités qui s'offrent à l'Italie dans ce domaine. On ne peut pas parler encore de pétrole national et il est raisonnable de penser que, pendant de longues années, l'Italie devra en importer pour couvrir ses besoins.

SUISSE

La Suisse se trouve dans une situation encore plus difficile que celle de l'Italie puisqu'elle ne dispose que d'une seule source naturelle d'énergie: l'hydro-électricité. Ses ressources hydrauliques sont toutefois plus abondantes en valeur relative: un potentiel économiquement exploitable de 28 milliards de kWh dont la moitié est actuellement équipée, pour une population d'environ 5 millions d'habitants.

Ce développement de l'énergie hydraulique est favorisé par la complémentarité des productions des divers équipements réalisés (beaucoup de lacs artificiels), leur faible coût d'équipement (32 francs en moyenne le kWh productible), l'abondance des capitaux qui permet aisément de gros investissements à un faible taux d'intérêt (3 à 3,5 p. 100).

Malgré l'inexistence d'autres ressources naturelles (si l'on excepte le bois), la Suisse a une consommation d'énergie par habitant supérieure à celle de la France et triple de celle de l'Italie (2,5 tonnes d'équivalent charbon en 1952).

L'état de sa balance des comptes lui permet sans difficultés de recourir à des importations de charbon et de pétrole qui représentent 40 p. 100 de sa consommation d'énergie. Les usages spécifiques des produits pétroliers du charbon déterminent essentiellement leur consommation.

Pour les usages concurrentiels, seuls les prix orientent le choix des consommateurs. En raison de son régime économique libéral, le Gouvernement n'a pas à proprement parler de « politique énergétique ». Il n'intervient pratiquement pas sur la consommation d'énergie. Il n'utilise que très faiblement les droits de douane pour ne pas alourdir inutilement les prix de revient des combustibles nécessaires à l'industrie. Seuls les carburants pour moteurs sont particulièrement taxés.

Enfin, la Suisse s'intéresse aux applications industrielles de l'énergie nucléaire, qui lui permettra dans l'avenir de relayer l'hydro-électricité lorsque la mise en valeur de ses forces hydrauliques s'approchera de son achèvement.

UNION DES REPUBLIQUES SOCIALISTES SOVIETIQUES

Avec une production de l'ordre de 420 millions de tonnes d'équivalent charbon, l'Union soviétique est le second producteur d'énergie du monde.

Elle doit cette seconde place, tout d'abord à l'abondance de ses ressources naturelles, mais surtout à sa politique d'expansion économique.

Si les rythmes de développement des différents secteurs économiques et, notamment, ceux des industries de base, déterminent les rythmes de développement de l'énergie (dans le cadre de la planification générale de l'économie), l'objectif constant de la politique économique est de disposer de ressources énergétiques supérieures aux besoins, afin d'éviter tout ralentissement des autres secteurs. (Les productions industrielles de base augmenteraient au rythme de 12 p. 100 par an depuis la dernière guerre, soit un doublement en sept ans). Le citoyen soviétique disposait en 1954 d'environ deux tonnes d'équivalent charbon.

L'importance des efforts consacrés au développement de l'énergie peut être appréciée, en tenant compte des crédits d'investissements, qui se sont élevés en 1954 à environ 40 milliards de roubles, non compris les investissements réalisés localement dans les industries du bois, de la tourbe, etc.

Ces crédits représentent d'une part 27 à 28 p. 100 de ceux consacrés à l'ensemble des investissements de l'économie nationale (sans les kolkhozes) et, d'autre part, 6 à 7 p. 100 du revenu national.

Sans doute, cet effort financier est-il assez exceptionnel par rapport à celui d'autres pays, mais il ne peut prendre son véritable sens que si l'on tient compte aussi de la situation relative de l'économie soviétique.

Ainsi de 1929 à 1954 la production de charbon et de lignite est passée de 41 millions à 339 millions de tonnes, celle de pétrole de 11,4 millions à 60 millions de tonnes, celle d'électricité (thermique et hydraulique) de 6,2 milliards à 149 milliards de kilowattheures, celle de gaz naturel, à son début, est déjà de 5,7 milliards de mètres cubes.

Le charbon constitue la ressource énergétique principale et il figurait pour 65 p. 100 dans le bilan énergétique en 1954. Si son importance relative diminue légèrement par rapport aux autres sources primaires d'énergie à l'issue du 5e plan quinquennal, son exploitation intensive constitue la première application du principe de l'utilisation maximum des ressources locales.

Il convient de préciser que cette exploitation intensive vise uniquement les charbons de faible valeur calorifique (lignite et charbons bruns) qui ont été particulièrement recherchés pour assurer l'expansion rapide de l'électrification.

Par contre, l'utilisation du bon charbon fait l'objet d'une politique d'économie à laquelle contribue justement cette large utilisation des autres charbons.

C'est à ce même objectif que satisfait l'extraction de la tourbe (44 millions de tonnes en 1954 et 4 p. 100 du bilan énergétique).

Si l'électricité d'origine hydraulique ne représente encore qu'une faible part de la production totale d'électricité (14,5 pour 100 en 1954 et 2 p. 100 du bilan énergétique), son importance relative ira croissant dans les prochaines années par la mise en service d'ouvrages importants, tels que les centrales de Stalingrad, Kouibychev, Gorki et Kakhovka. Dès 1956, ces trois dernières centrales apporteront une production nouvelle qui sera de l'ordre de 14 milliards de kilowattheures en année d'hydraulicité moyenne. De nombreuses autres centrales sont en construction ou en projet.

Cette politique d'équipement hydraulique est fondée notamment sur la réalisation d'installations mixtes concourant simultanément à la production d'énergie, à la navigation et à l'irrigation des terres. Ces ouvrages bénéficient ainsi de rentabilités cumulées. Il y a lieu de considérer, en outre, que la rentabilité comparée des équipements thermiques et hydrauliques est influencée, en régime socialiste, par le fait que les crédits d'investissements, comme tous les prêts industriels, ne comportent aucune charge d'intérêt.

En outre, même en cas de faible rentabilité, de tels équipements s'inscrivent dans le cadre de la politique de développement régional de l'industrie ou de l'agriculture.

Le pétrole (60 millions de tonnes et 20 p. 100 des ressources énergétiques en 1954) fait l'objet d'efforts particuliers de recherches, dont certains ont été couronnés de succès. La consommation des produits pétroliers connaîtra selon toute vraisemblance un rythme d'accroissement moins rapide que celle des autres formes d'énergie. Si l'Etat encourage la consommation des carburants liquides et notamment du gas oil pour les transports terrestres et pour les usages agricoles, il freine au maximum son emploi comme combustible afin d'éviter notamment une concurrence fâcheuse à l'encontre des combustibles locaux de qualité médiocre. Le système de planification en vigueur permet d'imposer, sans difficultés, une réglementation et un contrôle de l'utilisation de l'énergie.

On peut ainsi constater que le principe de l'utilisation optima des ressources locales a pour corrollaire une concurrence réduite entre les diverses formes d'énergie.

Le gaz naturel fait l'objet de prospections systématiques, et il est vraisemblable que, dans un avenir peu éloigné, son pourcentage encore faible dans les ressources énergétiques (2 p. 100) connaîtra une augmentation importante.

Enfin l'Union soviétique s'est engagée dans la voie de l'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire. Une première centrale d'une puissance de 5.000 kW a été mise en service en 1954 et de nouvelles réalisations à caractère industriel plus étendu seront engagées par le nouveau plan.

CONCLUSION

Dans les sept pays si divers qui ont été visités, il a été constaté que la politique énergétique s'inspire simultanément, mais dans une plus ou moins grande mesure, de trois principes fondamentaux:

— Recherche de l'énergie à bas prix;
— Utilisation des ressources nationales dans la mesure où elles sont économiquement rentables;
— Choix du mode d'énergie le mieux adapté à une consommation déterminée.

Toutefois, dans l'application de ces principes, dans la priorité — même donnée à l'application de tel ou tel de ces principes — une distinction fondamentale doit être faite entre deux groupes de pays:

— Les pays riches en ressources énergétiques suffisamment diversifiées ou, à défaut, suffisamment riches en devises fortes;
— Et les autres.

Du premier groupe de pays font partie l'U. R. S. S., les U. S. A., le Canada et dans une certaine mesure la Grande-Bretagne. Dans ces pays la priorité est donnée à la recherche de l'énergie à bas prix, fût-ce au prix d'importations, et au choix du mode d'énergie le mieux adapté à une consommation déterminée, ce qui n'exclut nullement une large utilisation des ressources nationales. Toutefois:

a) Dans les pays de grande étendue (U. R. S. S., U. S. A., et Canada), comportant encore des régions plus ou moins vierges ou sous-développées, l'utilisation des ressources énergétiques locales, plus économique que le transport de l'énergie sur de longues distances, précède et commande en partie le développement et l'orientation de la consommation;

b) Il convient également de signaler qu'aux U. S. A., une dérogation au principe de l'énergie au plus bas prix est faite en faveur des pétroles nationaux. En effet, les prix des pétroles en provenance du Moyen-Orient sont établis de telle façon, compte tenu des droits de douane, qu'ils aient la même valeur sur la côte Est des Etats-Unis que les produits nationaux.

D'autre part, en Union soviétique, pays d'économie planifiée, l'utilisation des ressources énergétiques locales passe outre, le cas échéant, au souci du plus bas prix de revient de l'énergie dans l'intérêt du développement économique et social des régions en question;

c) En Grande-Bretagne, il convient de signaler la double évolution commandée par les insuffisances et difficultés de l'exploitation charbonnière: abandon d'une position exportatrice traditionnelle, intérêt particulièrement marqué pour l'utilisation de l'énergie atomique.

Du second groupe de pays font partie l'Allemagne, l'Italie et la Suisse. Dans ces pays, et selon des modalités d'ailleurs diverses, une priorité certaine est donnée à l'exploitation intensive des ressources nationales, qui n'est pas indifférente au souci du prix de revient, mais qui est commandée par celui d'économie de devises.

DEUXIEME PARTIE

La situation énergétique française.

CHAPITRE Ier

PREVISIONS DE CONSOMMATION D'ENERGIE DANS LES ANNEES A VENIR

Les diverses prévisions qui ont été faites concernant la consommation globale d'énergie sont, en général, basées sur les expériences du passé et impliquent leur prolongement dans l'avenir.

En raison des grandes incertitudes concernant le développement économique général et des hypothèses différentes qui peuvent être faites sur les relations entre celui-ci et le développement de la consommation d'énergie, les prévisions diffèrent dans de larges mesures suivant les auteurs.

I. — Consommation globale de l'énergie dans l'Europe occidentale.

A. — Le rapport Paley (U. S. A., 1952), après avoir constaté que l'accroissement de la demande d'énergie variait entre les 35/100 et les 75/100 de l'accroissement de la production industrielle (1), partait de l'hypothèse:

a) D'un accroissement de 75 p. 100 de la production brute européenne « gross product » de 1950 à 1975;

b) D'un accroissement de 100 p. 100 de la production industrielle pendant la même période,

et concluait à la probabilité d'un accroissement de 50 p. 100 de la consommation européenne d'énergie en vingt-cinq ans correspondant à la moitié de l'augmentation de la production industrielle ou aux deux tiers de l'augmentation de la production brute, et représentant un accroissement annuel de 1,6 pour 100.

Les résultats de cette estimation sont les suivants:

Consommation d'énergie de l'Europe occidentale.

(En équivalent charbon - millions de tonnes.)

ANNÉES	TOTAL	CHARBON, lignite.	PÉTROLE	HYDRO-ÉLECTRICITÉ
1938	532	440	52	40
1950	630	475	85	70
1975	950	500	300	150

(1) « Energy requirements range between 35 and 75 per cent of the increase of *industrial volume* ».

B. — D'autres études plus récentes de la commission économique pour l'Europe aboutissent pour l'Europe occidentale à des conclusions sensiblement différentes.

Elles rappellent les consommations d'énergie des années 1937, 1950, 1952, 1953 et les détaillent comme suit (en millions de tonnes de charbon équivalent) :

FORMES D'ÉNERGIE	1927	1950	1952	1953
Charbon et lignite..................	498	488	534	528
Combustibles liquides:				
Produits noirs..................	13	40	50	57
Produits blancs..................	25 — 38	28 — 68	32 — 82	34 — 91
Gaz naturel..................	0	1	3	4
Hydroélectricité	44	66	80	82
Total	580	623	699	705
Soutes (liquides)..................	9	11	16	17
Total général..................	589	634	715	722

Partant de ces données, un peu différentes (sans doute à cause du jeu des stocks) de celles du rapport Paley, la C. E. E., en vue de prévoir l'avenir, formule l'hypothèse que de 1952 à 1962 le « produit national brut » augmentera de 3,5 p. 100 par an, ce qui correspond à l'accroissement dans les dix ans de 40 p. 100 environ et en conclut que: « l'on peut penser que la consommation d'énergie augmentera d'ici 1962 de quelque 30 p. 100 ».

Cette augmentation correspond à un taux annuel de 2,6 p. 100 sensiblement plus élevé que celui admis dans le rapport Paley.

C. — Tout récemment l'O. E. C. E. a publié, en mai 1956, un rapport consacré à l'étude des besoins futurs en énergie des pays membres de l'organisation. Le rapport aboutit à des chiffres qui ne diffèrent pas sensiblement de ceux de la commission économique pour l'Europe.

Les experts de l'O. E. C. E. ont eu recours à quatre méthodes différentes pour évaluer la demande probable d'énergie de l'Europe occidentale en 1960 et en 1975:

1° Prévisions sur le développement du produit national brut des pays membres (+ 18 p. 100 d'ici 1960, + 80 p. 100 d'ici 1975) et résultante sur la demande d'énergie, en se fondant sur l'observation du passé;

2° Extrapolation des tendances passées dans les différents secteurs de la demande.

3° Moyenne pondérée des prévisions établies par chaque pays membre;

4° Moyenne des prévisions établies par d'importantes sociétés de pétrole.

Sur la base de ces différentes études, les besoins en énergie primaire de l'Europe occidentale en 1960 et en 1975 se situeraient ainsi (base 100 en 1955):

	1960	1975
Maximum	118	180
Minimum	112	150

Les chiffres moyens retenus par les experts de l'O. E. C. E. ont été (toujours sur la base 100 en 1955) de 115 en 1960 et de 165 en 1975, ce qui correspond à une progression annuelle de 2,8 p. 100 jusqu'en 1960, légèrement plus faible ensuite.

En considérant les coefficients d'augmentation adoptés dans les études ci-dessus mentionnées, dont la première peut être considérée comme particulièrement prudente et les secondes comme susceptibles de cadrer davantage avec la réalité, le développement de la consommation d'énergie au cours des années à venir est indiquée dans le tableau suivant:

Augmentation des besoins d'énergie.

(Base 100 — 1955.)

ANNÉES	PALEY (augmentation annuelle, 1,6 p. 100)	COMMISSION économique pour l'Europe (augmentation annuelle, 2,6 p. 100)	COMMISSION de l'énergie de l'O. E. C. E.
1955	100	100	100
1960	»	»	115
1965	118	130	»
1975	140	170	165
1979	150	190	»

II. — Prévisions de l'accroissement de la consommation d'énergie en France.

Une évaluation globale de nos besoins d'énergie au cours des prochaines années peut être opérée en usant de méthodes analogues à celles qui ont été succinctement exposées au chapitre précédent à propos de l'Europe occidentale.

Le commissariat au plan, qui prépare actuellement le troisième plan, a retenu deux hypothèses pour l'évolution du revenu national, une hypothèse faible suivant laquelle le produit intérieur brut augmenterait en moyenne de 3,6 p. 100 par an et une hypothèse forte correspondant à une progression moyenne annuelle de 4,5 p. 100 de ce même produit.

Dans le cadre de ces deux hypothèses, la production industrielle seule croîtrait de 4,5 p. 100 (hypothèse faible) ou de 5,4 p. 100 (hypothèse forte).

	Hypothèse faible.	Hypothèse forte.
Produit intérieur brut	42 p. 100	56 p. 100
Production industrielle	52 p. 100	69 p. 100

Si l'on examine le bilan énergétique de la France dans les années écoulées, on constate que la consommation globale d'énergie, exprimée en millions de tonnes de charbon, s'est élevée de 84,6 en 1938 à 113,3 en 1955, soit une progression de 34,5 p. 100 Dans le même temps, l'indice de la production industrielle est passé de 100 à 169.

Bilan énergétique de la France (1).

PRODUITS	1938	1949	1952	1953	1954	1955
En unités normales.						
Charbon (en millions de tonnes) (1)	67,5	72,9	71,3	65,5	67,1	69,5
Electricité hydraulique (en milliards de kWh)	10,3	10,9	22,4	21	24,25	25,6
Pétrole (en milliers de tonnes)	6,4	9,8	12,8	14	15,2	17
Gaz naturel (en milliards de mètres cubes)	»	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
En millions de tonnes équivalent charbon.						
Charbon	67,5	72,9	71,3	65,5	67,1	69,5
Electricité (1 kWh = 0,7 kg de charbon)	7,5	7,7	15,2	14,7	17	17,9
Pétrole (1 tonne = 1,5 tonne de charbon)	9,6	14,7	19,2	21	22,7	25,6
Gaz naturel (1.000 m³ = 1,2 tonne de charbon)	»	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	84,6	95,6	106	101,5	107,1	113,3
Indices de la production industrielle	100	122	145	141	154	169

(1) Chiffres extraits des rapports de Charbonnages de France.

D'après ce tableau, depuis 1938, l'augmentation de nos besoins d'énergie a représenté sensiblement 50 p. 100 de l'augmentation du niveau de la production industrielle.

Cependant, la période 1938-1955 comporte de nombreuses années pendant lesquelles l'économie française a été profondément troublée. Aussi convient-il d'examiner également les tendances de la demande au cours des années récentes. L'année 1949 constitue à cet égard une base de départ convenable, car c'est une des premières années normales d'après guerre de l'économie française.

De 1949 à 1955, la progression de la consommation globale d'énergie ressort à 18,5 p. 100. D'autre part, suivant le rapport sur les comptes de la nation, la production intérieure brute a atteint, en 1955, le niveau 133 (sur la base 100 en 1949).

Il en résulte qu'au cours des six dernières années, l'accroissement de la consommation d'énergie a représenté 60 p. 100 de l'accroissement de la production intérieure brute.

Suivant que l'on retient l'une ou l'autre des méthodes d'évaluation précédentes on aboutit aux prévisions ci-dessous indiquées.

Prévisions de besoins globaux d'énergie de la France.

(Base 100 en 1955.)

DÉSIGNATION	1965	1975
Extrapolation des tendances observées de 1938 à 1955:		
Maximum	135	198
Minimum	126	166
Extrapolation des tendances observées de 1949 à 1955:		
Maximum	133	186
Minimum	125	162
Rappel des prévisions pour l'Europe occidentale:		
a) Commission économique pour l'Europe	130	170
b) O. E. C. E.	»	165

On peut donc, en résumé, penser qu'à moins d'événements internationaux apportant des troubles profonds à l'économie mondiale ou tout au moins européenne, la progression des besoins d'énergie en France se situerait dans les limites voisines de celles qui sont indiquées ci-dessus et qu'approximativement, on peut escompter pour le développement des besoins d'énergie des minima, de 30 p. 100 en dix ans, de 70 p. 100 en vingt ans, soit partant de 110 millions de tonnes environ d'équivalents charbon en 1955, des consommations de 143 millions de tonnes en 1965, de 187 millions de tonnes en 1975.

Cette estimation peut être considérée comme modérée. D'après d'autres études récentes, il y aurait lieu de prévoir pour 1975 une consommation dépassant 200 millions de tonnes d'équivalent charbon.

Aussi ne peut-on qu'envisager avec faveur une évolution plus rapide de la consommation qui correspondrait, par rapport aux consommations actuelles, à un accroissement de l'ordre de:

50 millions de tonnes d'équivalent charbon en 1965 et 100 millions de tonnes d'équivalent charbon en 1975.

Cette progression, qui correspondrait à une consommation annuelle par tête d'habitant de 3,5 tonnes d'équivalent charbon en 1965 et de 4,37 tonnes d'équivalent charbon en 1975 (compte tenu d'un accroissement annuel de la population de 250.000 âmes) est d'autant plus souhaitable que la France est actuellement en retard sur la plupart des pays économiquement évolués, ainsi que le montre le tableau suivant:

Allemagne	3,13	tonnes d'équivalent charbon par an.
Belgique	3,67	— —
Suède	4,08	— —
Grande-Bretagne	4,73	— —
U. S. A.	7,79	— —
France	2,62	— —

Le développement de la consommation de l'énergie étant une condition essentielle du développement de l'activité économique, la mise en œuvre des mesures nécessaires pour favoriser le développement de la consommation énergétique apparaît comme une nécessité vitale pour le pays.

Les prévisions sur le développement global de la consommation d'énergie ne permettent pas de tirer des conclusions quant à l'évolution future des consommations particulières de chaque catégorie d'énergie. La réponse à cette question nécessite l'examen des besoins probables des consommateurs.

1. — Charbon

L'évolution de la consommation de charbon est soumise à l'influence de nombreux facteurs. Les uns constituent une cause de contraction de la demande. Ce sont la concurrence des produits pétroliers, l'amélioration continue des rendements d'utilisation, la substitution de la traction électrique à la traction à vapeur.

Les autres tendent à développer la demande et peuvent se résumer pratiquement en un seul: l'expansion de l'activité économique qui se traduit par une augmentation constante des besoins de l'industrie et une amélioration du pouvoir d'achat favorable à la progression des consommations domestiques de charbon et de gaz de ville.

De cet ensemble d'influences contraires, il résulte que l'augmentation de la consommation charbonnière est essentiellement fonction de la rapidité avec laquelle s'accroît l'activité économique. Cette augmentation est d'autant plus marquée que les industries qui se développent le plus rapidement sont de gros consommateurs de combustibles: centrales thermiques, carbonisation essentiellement.

Comme on le verra plus loin, la progression rapide de la consommation d'énergie électrique laisse prévoir que l'augmentation de nos besoins d'ici 1965 sera de l'ordre de 50 milliards de kWh; or, en 1955, pour une consommation totale de cette importance (49,6 milliards de kWh) la répartition de la production en fonction de son origine a été la suivante: hydraulique: 25.600 millions de kWh; gaz: 3.450 millions de kWh; fuel: 1.770 millions de kWh; charbon: 18.450 millions de kWh.

En supposant que la part déjà très modérée du charbon dans cette répartition vienne encore à être réduite par l'entrée en scène de l'énergie nucléaire, et en tablant sur une consommation moyenne de 450 grammes par kWh, les besoins en charbon des centrales thermiques seraient donc, en 1965, supérieurs de quelque 7 millions de tonnes au minimum aux besoins actuels.

En ce qui concerne la carbonisation, la réalisation des programmes d'expansion minima de la sidérurgie se traduira par un accroissement des besoins en fines à coke et en coke d'importation qui peut être évalué, au minimum, à 6 millions de tonnes.

En revanche, la consommation de la Société nationale des chemins de fer français va continuer à diminuer du fait des programmes d'électrification des réseaux et des progrès de la traction diesel. De 5 millions de tonnes environ en 1955, les besoins en charbon de la Société nationale des chemins de fer français devraient, estime-t-on, rétrograder à 2,5 millions de tonnes en 1965.

Pour l'ensemble des autres secteurs de consommation, il semble exclu, dans le cadre des hypothèses faites sur le développement de l'activité économique, que les besoins globaux en charbon de ces secteurs soient en retrait en 1965 par rapport aux consommations actuelles. En tout état de cause — et bien entendu, sauf stagnation de notre économie — si l'on devait assister à un recul, celui-ci ne devrait pas excéder, au pire, 1 à 2 millions de tonnes.

En définitive, il semble que nos besoins en charbon s'accroîtront d'ici 1965 de quelque 9 à 10 millions de tonnes au minimum, soit 14 p. 100 de nos besoins actuels.

Cette estimation apparaîtra comme particulièrement prudente si on la rapproche des conclusions récemment publiées auxquelles ont abouti les experts de la Communauté européenne du charbon et de l'acier, suivant lesquelles la consommation en charbon des pays de la C. E. C. A. pourrait augmenter de 23 p. 100 d'ici dix ans et de 38 p. 100 d'ici vingt ans.

2. — Electricité

Dans la mesure où l'énergie électrique est d'origine thermique, les besoins en électricité font double emploi avec la consommation des centrales dont il a déjà été tenu compte au chapitre précédent. On ne peut, cependant, évaluer ces besoins que globalement, sans se préoccuper de l'origine de la production.

L'objectif de production retenu par le deuxième plan — à savoir, 70 milliards de kilowatts-heure en 1960-1961 — avait été fixé en prévoyant que l'augmentation annuelle de la consommation s'effectuerait à un rythme correspondant à un doublement de la consommation en dix ans (soit 7,2 p. 100 d'augmentation par an).

Mais, dès le courant de 1955, Electricité de France avait déposé au ministère de l'industrie un programme supplémentaire de production de 5 milliards de kilowatts-heure pour l'année 1961, en raison de la progression rapide de la consommation, dont le rythme d'accroissement annuel — supérieur à 9 p. 100 pour chacune des deux années 1954 et 1955 — dépassait largement les prévisions initiales.

Or, la marge de sécurité de l'équipement actuel est très faible. Il est cependant indispensable que l'équipement devance nettement la consommation, sauf à accepter d'appliquer des mesures restrictives à cette dernière, dès que la production viendrait à être limitée par suite soit d'une mauvaise hydraulicité, soit d'un retard inattendu dans les travaux.

D'autre part, étant donné le temps nécessaire à l'édification d'une centrale hydraulique et même d'une centrale thermique, on risquerait, au cas où la consommation continuerait de pro-

gresser au rythme actuel pendant les deux ou trois prochaines années, de se trouver en 1960-1961 dans l'incapacité de faire face à la demande.

En revanche, dans l'hypothèse d'un ralentissement du rythme d'accroissement de la consommation, une certaine avance de la capacité de production ne présenterait guère d'inconvénient, dans la certitude où l'on est que, la demande continuant à progresser, cette avance se trouverait rapidement effacée.

En conclusion, il apparaît que l'objectif de production de 75 milliards de kilowatts-heure pour les années 1960-1961 constitue aujourd'hui véritablement un minimum trop juste. Cet objectif devrait être encore relevé et porté à 80 milliards de kilowatts-heure.

A plus long terme, suivant que l'on considère un rythme d'accroissement moyen de 7,2 p. 100 ou de 8 p. 100, on aboutit aux consommations suivantes (en chiffres arrondis) :

	Hypothèse 7,2 p. 100.	Hypothèse 8 p. 100.
En 1965......	100 milliards de kWh.	110 milliards de kWh.
En 1975......	200 milliards de kWh.	240 milliards de kWh.

Ces chiffres peuvent paraître considérables. L'exemple des pays où la consommation par tête d'habitant est déjà beaucoup plus élevée qu'en France et où, cependant, il n'est encore apparu aucun signe donnant à penser que le point de saturation est prêt d'être atteint, permet de penser qu'ils ne constituent pas des extrapolations hasardeuses.

3. — Produits pétroliers

La consommation métropolitaine des produits pétroliers au cours des dernières années s'est établie comme suit (en millions de tonnes) :

ANNÉES	CONSOMMATION totale.	DONT carburants.	DONT combustibles liquides (sans les soutes).
1952............	12,49	4,5	5,5
1953............	14	4,8	6
1954............	15,7	5,3	7,1
1955............	17,5	6	7,9

Compte tenu de l'évolution actuellement constatée, il semble possible de prévoir pour 1957 que les besoins métropolitains seront au minimum de :

20 millions de tonnes par an pour l'ensemble des produits pétroliers, dont :

7 millions de tonnes pour les carburants ;

9 à 10 millions de tonnes pour les combustibles liquides (sans les soutes).

Les perspectives actuelles de développement du marché des carburants et des combustibles liquides permettent de penser que la progression continuera et que la consommation globale de 1965 serait de l'ordre du double de celle de 1954-1955, conduisant à un chiffre de 30 à 35 millions de tonnes par an.

Une évaluation des besoins français en produits pétroliers pour un avenir plus lointain est forcément très aléatoire en raison principalement de l'importance relative que pourraient prendre les autres sources d'énergie et en particulier du développement possible de sources nouvelles telles que l'énergie atomique.

Une évaluation peut cependant être tentée dans les hypothèses :

1° D'un développement assez régulier de la conjoncture dans les limites indiquées plus haut ;

2° D'une influence encore peu importante de nouvelles sources d'énergie.

Le rapport Paley pour l'Europe occidentale envisage un accroissement de la consommation des produits pétroliers de 85 millions de tonnes en 1950 à 300 millions de tonnes en 1975.

La consommation serait ainsi multipliée par 3,5, en vingt-cinq ans, soit 2,75 en vingt ans.

Si, par ailleurs, on considère l'évolution de la consommation pétrolière aux Etats-Unis entre 1938 et 1953, on constate que celle-ci, passant de 150 millions de tonnes à 350 millions de tonnes, a été multipliée par 2,35 en quinze ans, ce qui correspond environ à 2,9 en vingt ans.

Quoique les structures géographiques et industrielles des Etats-Unis soient très différentes de celles de l'Europe et de la France, il est permis de penser que le développement économique des pays européens présentera une certaine analogie avec celui qui a pu être observé aux Etats-Unis.

Il ne semble pas déraisonnable d'admettre pour la France une augmentation de la consommation des produits pétroliers du même ordre que celle qui a été constatée depuis quinze ans aux Etats-Unis, ce qui conduirait à l'hypothèse d'un triplement en vingt ans.

Ces chiffres pourraient évidemment se trouver notablement modifiés en cas de troubles dans le développement économique général ou de bouleversements industriels importants.

4. — Gaz

Comme pour l'électricité, et dans la mesure où le gaz est obtenu à partir du charbon (ce qui est le cas pour neuf dixièmes environ des disponibilités actuelles), les besoins en gaz risquent de faire double emploi avec la consommation des usines de production. Cependant, la part croissante des volumes issus d'une source autre que le charbon (utilisation des produits pétroliers et de propane), et les larges perspectives offertes par les gaz résiduaires de raffineries et surtout le gaz naturel, justifient, comme dans le cas de l'électricité, une évaluation globale des besoins ne tenant pas compte du procédé de production.

S'il est difficile de formuler une loi d'accroissement des consommations de gaz en fonction du temps et de l'activité économique (en raison notamment de l'importance relative du secteur domestique dans les ventes de gaz), il est possible, néanmoins, à partir du niveau actuel de ces consommations, de faire une hypothèse sur leur évolution à court terme.

Afin de ne donner que des renseignements comparables d'une année à l'autre, on ne retiendra, pour indiquer la tendance actuelle des consommations de gaz, que les résultats de Gaz de France, à l'exclusion, par conséquent, de ceux des régies municipales et autres entreprises non nationalisées, ainsi que des ventes directes à la grande industrie par les soins de la Régie autonome des pétroles et de certaines cokeries sidérurgiques ou minières. Dans ces conditions, la croissance des ventes s'établit comme suit depuis 1947 (en millions de mètres cubes à 4.200 K/Cal.) :

	1947	1948	1949	1950	1951	1952	1953	1954	1955
Ventes totales....	2.343	2.513	2.590	2.571	2.677	2.769	2.819	2.967	3.013
Dont :									
Ventes à l'industrie...	300	374	408	431	497	520	523	576	616

On observe que la croissance annuelle globale est voisine, en moyenne, de 4 p. 100, mais que la croissance des ventes à l'industrie est, en moyenne annuelle, de l'ordre de 9 à 10 p. 100.

La part de plus en plus importante prise par les consommations industrielles doit accentuer le rythme de la croissance globale et, dans l'hypothèse d'un maintien des prix à leur niveau actuel ou à un niveau légèrement inférieur, il est à peu près certain que la consommation de gaz de France sera, en 1961, supérieure de plus de 50 p. 100 à son niveau de 1951, ce qui correspond à une croissance comprise entre 4 et 4,5 p. 100 par an. Au cours des années ultérieures, et toujours dans la même hypothèse, on peut valablement admettre un taux de l'ordre de 5 p. 100 par an.

Ces estimations sont fondées :

Pour le secteur domestique et commercial, sur le développement attendu de la population urbaine et le taux probable d'accroissement des revenus des particuliers ;

Pour le secteur industriel, sur les progrès techniques réalisés dans l'utilisation du gaz, progrès qui permettent, dans de nombreux cas, un allégement de l'équipement et une réorganisation générale du travail, entraînant ainsi un abaissement notable des prix de revient de fabrication, en même temps qu'un meilleur contrôle de la qualité du produit et une diminution notable du rebut.

La progression de la consommation serait naturellement accentuée par l'octroi au Gaz de France d'une dotation en capital, qui aurait pour effet d'assouplir les charges financières de cet établissement et, par voie de conséquence, d'améliorer le prix de revient du gaz produit.

Les prévisions ci-dessus ne tiennent évidemment pas compte de la venue du gaz de Lacq, qui doit apporter, dans les régions à desservir, une énergie à bas prix, conditions essentielle d'un accroissement sensible de la consommation. Des précisions suffisantes manquent encore cependant sur ces prix pour estimer leur influence relative sur les consommations futures.

CHAPITRE II

LES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT DES BESOINS ENERGETIQUES FRANÇAIS

I. — Charbon.

La place encore primordiale du charbon dans le bilan énergétique de la France, la gravité des problèmes économiques et sociaux liés à l'exploitation de nos gisements, l'intégration de plus en plus effective dans la communauté européenne de notre économie charbonnière et ses conséquences sur notre économie, appellent un examen particulier des problèmes posés par notre approvisionnement en charbon.

Le tableau ci-dessous résume la situation de nos approvisionnements à divers moments de notre histoire:

(Millions de tonnes de houille, coke, lignite, agglomérés comptés tonne pour tonne.)

DÉSIGNATION	1913	1929	1935	1938	1947	1950
Production	41,0	55,0	47,1	47,6	47,3	52,5
Importations:						
Grande-Bretagne	11,3	13,2	7,5	6,5	0	1,2
Pays C. E. C. A. (1)	11,6	21,0	12,4	13,5	4,1	11,75
U. S. A.	0	0	0	0	12,0	0,05
Autres pays tiers (2)	0	0,7	1,5	2,1	0,6	0,7
Total:						
Importations	22,9	34,9	21,4	22,1	16,7	13,8
Exportations (y compris vers la Sarre)	»	2,4	1,5	1,2	0,4	2,4
Consommation (3)	»	87,6	67,0	68,5	63,6	63,9

DÉSIGNATION	1951	1952	1953	1954	1955	PRÉVISIONS 1956
Production	55,0	57,4	54,5	56,3	57,4	57,0
Importations:						
Grande-Bretagne	0,6	1,1	0,4	1,0	0,95	0,7
Pays C. E. C. A. (1)	12,3	13,4	13,4	13,75	13,75	13,5
U. S. A.	4,5	3,1	0,3	0,05	0,80	6,4
Autres pays tiers (2)	1,4	1,3	0,9	1,1	1,1	2,02
Total:						
Importations	18,8	18,6	15,0	15,9	16,60	22,62
Exportations (y compris vers la Sarre)	2,1	1,7	2,5	2,9	6,3	2,5
Consommation (3)	71,7	74,3	67,0	69,3	67,70	77,12

(1) Y compris la Sarre.

(2) On entend par « Autres pays tiers » les pays extérieurs à la C. E. C. A., autres que la Grande-Bretagne et les U. S. A., c'est-à-dire essentiellement: Pologne, U. R. S. S., Maroc, Viet-Nam.

(3) Compte non tenu des variations de stocks (le tableau de la page 32 du présent rapport « Bilan énergétique de la France » donne pour le charbon des chiffres différents de ceux donnés ci-dessus, du montant des tonnages stockés par les Charbonnages).

On peut dégager dans notre approvisionnement charbonnier les périodes suivantes:

A. — Avant 1939

Consommation de l'ordre de grandeur de 70 à 75 millions de tonnes provenant *grosso modo* pour les deux tiers de la production nationale et pour un tiers de l'importation.

Jusqu'en 1931, la protection de la production nationale résultant uniquement de taxes à l'importation, l'étranger avait pu occuper sur notre marché intérieur une place importante: en 1929, la France importait 35 millions de tonnes de combustibles solides, soit 40 p. 100 de sa consommation.

A partir de 1931, les importations furent réduites par un contingentement qui les maintint, en gros, un peu au-dessous du tiers de notre consommation — un tiers de ces importations provenant de la Grande-Bretagne (en 1913, 50 p. 100 de nos importations venaient de la Grande-Bretagne).

B. — Après la libération

Le déficit énergétique de la France était le goulot de l'activité industrielle et interdisait la satisfaction des besoins de chauffage les plus élémentaires.

a) *Jusqu'en* 1949, le but primordial fut de produire et d'importer le maximum de combustible, à n'importe quel prix.

Toute tonne de charbon manquante était un chômage supplémentaire dans nos usines, de nouvelles souffrances dans nos foyers. Un effort considérable fut alors réalisé qui permit de retrouver, dès 1946, un niveau de production (49 millions de tonnes) analogue à ceux des dernières années d'avant-guerre.

En même temps, nous nous efforcions de réaliser les importations maxima. Mais ces efforts se heurtèrent à deux difficultés essentielles.

— la déficience du fournisseur traditionnel, la Grande-Bretagne, qui ne parvenait pas à accroître sa production;

— la désorganisation de l'industrie houillière de la Ruhr.

Le goulot charbon était d'ailleurs général en Europe et notre économie, comme toute l'économie européenne, ne put revivre que grâce aux importations de charbon des U. S. A. qui atteignirent, en 1947, près de 12 millions de tonnes.

b) *Après* 1949, l'amélioration de notre production fit disparaître la pénurie en charbon et, en 1950, les importations américaines en France furent pratiquement supprimées.

Après 1950, le retour à une certaine pénurie de diverses qualités, l'insuffisance persistante des exportations britanniques et allemandes conduisirent les pays européens, suivant la conjoncture et les possibilités d'obtention des devises, à s'approvisionner encore, mais très irrégulièrement, aux U. S. A. C'est ainsi qu'en 1955 l'Europe a importé 28.700.000 tonnes de charbon américain, dont: France 803.000 tonnes, et, pour 1956, on envisage pour l'Europe 40.000.000 de tonnes, dont: C. E. C. A. 24.000.000 de tonnes, et France 8.000.000 de tonnes environ.

Pour 1956 la consommation envisagée sera de l'ordre de 77,1 millions de tonnes (hiver très froid, faible hydraulicité et accroissement de la production industrielle). Il est assez remarquable que la consommation française de charbon est restée longtemps constante aux environs de 70 millions de tonnes, alors que la consommation de pétrole passait de 12.8 millions de tonnes en 1952 à 17 millions de tonnes en 1955. Tandis que les produits pétroliers ont pu être importés dans les conditions les plus économiques, notamment par contrats à long terme pour les frets, l'importation du charbon n'a jamais pu bénéficier d'une telle continuité. Soumise à de nombreux à-coups, elle n'a pu se développer économiquement.

Etant donné les augmentations prévues pour les consommations en énergie et celles qui sont envisagées pour les productions nationales d'énergie sous toutes ses formes, il est certain qu'au cours des vingt années à venir le déficit en énergie devra être couvert, soit par des importations de produits pétroliers, soit par des importations de charbon.

Quelle devrait être dans ce développement la part du charbon ?

Afin de donner les éléments d'une réponse, nous allons étudier ci-dessous:

D'une part, la production nationale;

D'autre part, les conditions dans lesquelles les importations de charbon pourront, dans l'avenir, s'effectuer.

PRODUCTION NATIONALE

L'élaboration et la mise en œuvre du premier plan de modernisation et d'équipement a permis d'augmenter les capacités des houillières nationalisées françaises.

En 1951, l'effort accompli se traduit par une production de 55 millions de tonnes, maximum de la production d'avant guerre atteint seulement en 1929. L'année suivante la production continuait à s'accroître et atteignait 57,4 millions de tonnes.

En 1953 les difficultés d'écoulement qui se sont présentées ont contraint les charbonnages français à réduire leur production à 54,5 millions de tonnes.

A la fin du premier semestre 1954 la situation commerciale s'étant améliorée malgré la concurrence des autres charbonnages du marché commun et des combustibles liquides, la production a pu être portée à 56,3 millions de tonnes.

La réalisation du plan d'équipement aurait donné normalement une possibilité de production de 60 millions de tonnes.

En 1955, la situation commerciale continuant à s'améliorer, les charbonnages nationalisés reprennent le programme de production et atteignent, malgré les journées de chômage, 57,4 millions de tonnes.

En 1956 le programme de production prévoyait environ 59 millions de tonnes, mais sa réalisation risque d'être compromise par le rappel sous les drapeaux d'ouvriers mineurs.

Fin 1955 la physionomie des Charbonnages de France était la suivante:

— une capacité théorique de production de 60 millions de tonnes;

— une capacité réelle seulement de 58,5 millions de tonnes, étant donné le niveau des effectifs dans les différents bassins;

— une production réelle de 57,4 millions de tonnes.

La différence entre la production réelle et la production possible, étant donné le niveau des effectifs, s'explique par le chômage qu'ont dû supporter certains bassins moins bien placés.

Si en 1956, au moment où les besoins en charbon étaient très importants, les houillères avaient pu disposer du personnel nécessaire, elles auraient pu faire face davantage aux besoins. Les difficultés rencontrées au cours des années précédentes avaient conduit, d'une part, les houillères à limiter l'embauche et, d'autre part, avaient ébranlé, parmi le personnel, la confiance dans la sécurité de leur emploi.

Malgré ces réductions de production, l'adaptation de la production à la demande n'a pu se faire et on a dû stocker une partie importante de la production. Partant de stocks pratiquement nuls, au début de 1951, ceux-ci se sont élevés progressivement jusqu'à un maximum, en mars 1955, de l'ordre de 8 millions de tonnes. Le tableau suivant en montre l'évolution.

Stocks fin d'année sur les carreaux des mines françaises en fin des périodes sous-indiquées.

(En millions de tonnes.)

PÉRIODES	STOCKS marchands.	BAS-PRODUITS	TOTAL	PÉRIODES	STOCKS marchands.	BAS-PRODUITS	TOTAL
1929............	0,2	0,5	0,7	Janvier 1955.....	2,7	4,6	7,3
1931............	3,2	1,2	4,4	Mars 1955.......	2,8	5	7,8
1932............	3	1,3	4,3	Juin 1955........	2,1	5,5	7,6
1935............	2,8	1,4	4,2	Septembre 1955.	1,6	5,4	7
1950............	0,9	1,9	2,8	Décembre 1955..	1	4,7	5,7
1951............	0,3	1,3	1,6	Mars 1956.......	0,7	4,5	5,2
1952............	1,9	2,6	4,5	Avril 1956.......	0,6	4,4	5
1953............	2,1	3,9	6				

La décomposition des stocks en deux: produits marchands et produits secondaires, montre que même à l'heure actuelle le niveau des stocks produits secondaires reste très important. On ne peut donc pas parler de stocks conjoncturaux, mais plutôt d'une inadaptation structurelle de la production à la consommation.

C'est pour y remédier qu'un programme important de centrales électriques minières est en partie déjà réalisé. A partir des années qui viennent, ces centrales utiliseront complètement les produits secondaires issus du lavage du charbon.

L'utilisation sur place de tels produits dans des centrales électriques économisera pour autant les charbons marchands que devraient consommer les centrales électriques ordinaires.

*
* *

Le deuxième plan de modernisation qui avait fait suite aux travaux de la commission de l'énergie a prévu une extension de capacité de production qui, pour les bassins nationalisés, doit aboutir, en 1961, à un niveau de 64 millions de tonnes.

A cette production, il y a lieu d'ajouter celle des mines non nationalisées qui représente environ un million de tonnes.

*
* *

Dans l'avenir, les perspectives d'augmentation de la production sont assez limitées et ne portent que sur quelques bassins.

Nord, Pas-de-Calais. — Il paraît difficile d'envisager raisonnablement une production supérieure à 32 millions de tonnes.

Les difficultés dans le recrutement du personnel viennent s'ajouter aux difficultés techniques.

Lorraine. — Les prévisions sont de 16,5 millions de tonnes. La production aurait pu être poussée davantage dans les dix années qui suivent; mais les difficultés provenant de l'abandon d'une partie de l'amodiation du Warndt après 1961, rendront cette augmentation impossible jusqu'en 1965.

Centre-Midi. — La capacité de production représente environ 14,5 à 15 millions de tonnes.

Il est possible que le bassin du Jura puisse être mis en exploitation assez rapidement pour donner entre 1965 et 1970 une production de l'ordre de 1,5 million de tonnes. Cette exploitation serait intéressante par la qualité des charbons qui sont de nature cokéfiable.

Mines non nationalisées. — Leur capacité de production représenterait encore 1 à 1,2 million de tonnes.

L'exploitation d'autres gisements tels que ceux de l'Allier peut être envisagée pour en faire des combustibles à l'usage des centrales électriques.

La production annuelle de l'ordre de 0,5 à 0,6 million de tonnes peut être raisonnablement escomptée.

Rendement.

Le rendement des Houillères a poursuivi depuis 1945 une marche ascendante. Le rendement fond a dépassé en 1955, 1.580 kilogrammes (contre 1.229 kg en 1938) et continue de croître.

Ce fait remarquable, résulte aussi bien de l'amélioration des rendements individuels dans chaque bassin que du poids de plus en plus grand que prend la production du bassin lorrain dont le rendement (2.214 kg) est le plus élevé de tous les bassins européens.

Le tableau ci-dessous compare les rendements des principaux pays de la C. E. C. A. et des grands producteurs :

PAYS	RENDEMENT FOND (Kilogramme par poste.) 1953	1954	1955
France (houille seule sans lignite)........	1.416	1.504	1.583
Allemagne (République fédérale)........	1.458	1.492	1.544
Ruhr........	1.486	1.523	1.572
Belgique........	1.068	1.097	1.146
Hollande........	1.567	1.499	1.486
Sarre........	1.676	1.744	1.811
Etats-Unis........	»	»	»
Grande-Bretagne........	1.630	1.614	1.602

PAYS	RENDEMENT FOND ET JOUR (Kilogramme par poste.) 1953	1954	1955
France (houille seule sans lignite)........	927	988	1.041
Allemagne (République fédérale)........	1.298 (1) ou 1.104	1.325 (1) ou 1.120 (2)	1.367 1.164
Ruhr........	1.324 ou 1.127	1.352 ou 1.145 (2)	1.393 1.185
Belgique........	798	784	824
Hollande........	910		
Sarre........	1.082	1.119	1.157
Etats-Unis........	8.170 (3)	9.000	9.750 (4)
Grande-Bretagne........	1.239	1.250	1.245

Sources diverses.

(1) En Allemagne, deux rendements « fond » et « jour » sont calculés. Le mode de calcul du plus faible des deux se rapproche davantage du rendement français.

(2) Evaluation.

(3) L'importance des exploitations à ciel ouvert, les très hauts rendements fond des mines souterraines et la grande importance relative, de ce fait, des effectifs « jour » enlèvent son intérêt à la comparaison des rendements « fond » net tons au rendement « fond » européen.

(4) Estimation.

Prix de revient.

L'amélioration du rendement des mines françaises, s'il est le résultat d'un remarquable effort du personnel a été rendu possible par des investissements importants.

Les charges qui en découlent pèsent lourdement sur le prix de revient d'autant plus que des prix de vente insuffisants pendant de longues périodes ont entraîné un sous-amortissement et un alourdissement de la dette, donc des charges financières excessives.

Une dotation en capital rémunérée par un dividende variable donnerait à l'exploitation des Houillères une souplesse financière dont elle manque totalement actuellement.

A côté de ces charges financières, des charges salariales très importantes contribuent elles aussi à augmenter les prix de revient. Il serait souhaitable que l'Etat en prenne une part à sa charge comme dans d'autres pays de la C. E. C. A. (Allemagne et Belgique).

II. — Importations de charbon.

A. — Importations des pays de la C. E. C. A.

Parmi les pays de la C. E. C. A., l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg, la Sarre, sont des exportateurs traditionnels vers la France.

Au cours des dernières années, les importations en provenance de ces pays ont évolué comme suit :

ANNÉES	ALLEMAGNE	BELGIQUE	PAYS-BAS	SARRE
1938	5.267.971	4.699.434	1.944.487	1.583.263
1950	5.570.673	949.321	334.550	4.895.267
1951	6.019.576	675.353	443.775	5.116.761
1952	6.511.175	1.396.899	512.884	4.572.369
1953	6.226.660	2.037.199	527.363	4.555.217
1954	6.074.202	2.024.397	954.254	4.618.212
1955	6.637.331	1.835.615	1.069.695	4.209.230

Alors que les exportations de la Belgique et de la Hollande vers la France ont fortement augmenté pendant les premières années de la C. E. C. A., celles d'Allemagne ont peu évolué. Les importations belges et hollandaises sont restées toutefois très inférieures à ce qu'elles étaient avant la guerre (même en tenant compte des exportations à l'époque, de la France vers l'U. E. B. L. de l'ordre de 400.000 tonnes par an).

Il est peu probable que ces importations se développent dans l'avenir. Tous les pays exportateurs de la C. E. C. A., Belgique, Pays-Bas, Allemagne, verront augmenter considérablement, au cours des années à venir, leurs besoins en énergie, alors que, selon les études conduites par l'O. E. C. E., les accroissements de la production énergétique de tous ces pays ne représenteraient guère plus de 35 p. 100 de l'ensemble des besoins nouveaux. Particulièrement pour les pays de la C. E. C. A. autres que la France, leur pauvreté en énergie hydraulique fait que leur pénurie en énergie nationale sera encore plus considérable. L'accroissement de la production des mines, étant donné la désaffection générale pour le métier de mineur, ne suffira pas à couvrir ces besoins nouveaux. Il en résultera dans ces pays une pénurie croissante de charbon européen qui déjà est apparue. Certains producteurs, la Ruhr notamment, ayant des organisations de vente centralisées, ont dû et pu organiser une véritable répartition *de facto* de leurs charbons.

Les importations de la C. E. C. A. ne sauraient donc se développer sensiblement dans l'avenir et c'est du côté des pays tiers que l'économie française devra se tourner pour trouver les compléments de charbon dont elle pourra avoir besoin.

B. — Importations des pays tiers

1° *Grande-Bretagne.*

Les importations britanniques qui, avant guerre, atteignaient en moyenne 9 millions de tonnes par an (1933-1939) ont été limitées depuis 1945 par le déficit de la production britannique.

Ces importations sont descendues en 1955 à moins d'un million de tonnes/an, et seront en 1956 inférieures à 700.000 tonnes. Ces réductions ont été particulièrement ressenties par les consommateurs du littoral français dont les activités étaient basées sur la source d'énergie la plus économique, le charbon anglais.

On ne doit guère escompter, de la récente association de la Grande-Bretagne et de la C. E. C. A., un changement important de ces conditions.

On peut souhaiter, toutefois, que cette association nous conduise à un régime de libération des échanges charbonniers entre la Grande-Bretagne et la France.

La structure des prix de revient britanniques n'est pas comparable à celle des prix français (charges sociales fiscalisées, taux d'intérêt plus bas, charges d'investissements moins élevées, etc.). On constate en fait, à la vente, une pratique de « doubles prix »: un prix intérieur très bas de l'ordre de 60 sh en 1954, 73 sh au premier trimestre 1956 et des prix à l'exportation nettement supérieurs.

2° *Etats-Unis.*

Les possibilités de production des charbons américains sont énormes et notamment dans les qualités dont l'Europe est déficitaire (fines à coke, en particulier).

La souplesse de la production américaine à l'encontre de ce qui existe en Europe est considérable. Ces mines n'ont pas la rigidité des mines européennes ni du point de vue technique, ni du point de vue financier, ni du point de vue social.

Les tableaux suivants montrent la variation de la production américaine au cours des années précédentes ainsi que celle des salaires:

ANNÉES	PRODUCTION (millions de tonnes).	NOMBRE de mines.	HOMMES employés (en milliers).	SALAIRE journalier (en dollars).	RENDEMENT par poste (en tonnes) (1).
1955...	465	5.800	212	19.45	9,75
1954...	392	6.000	250	18.25	9
1953...	457	6.671	293	18.25	8,17
1952...	467	7.275	335	18.25	7,47
1951...	534	8.009	373	16.35	7,04
1950...	516	7.275	416	14.75	6,77

(1) En courtes tonnes de 907 kg.
Source U. S. Bureau of Mines.

La richesse et l'allure des gisements leur confèrent une facilité d'exploitation sans commune mesure avec celle des houillères européennes. Par exemple:

— Les investissements pour une mine souterraine rapportés à la tonne/an de capacité sont compris en général entre 1.400 F et 4.000 F contre 10 à 12.000 F en Europe;

— La réalisation d'un nouveau siège demande six à vingt mois contre quelque huit à quinze ans en Europe.

D'autre part, la main-d'œuvre minière qui a un niveau de vie très élevé se recrute sans difficulté.

Il résulte de ces divers facteurs une très grande souplesse de la production et un faible prix de revient.

Tout ceci montre que, au cours de l'expansion économique de l'Europe pendant les vingt années à venir, étant donné la rigidité de la production houillère européenne, la production américaine sera susceptible d'assurer la couverture des besoins en charbons de l'Europe, non seulement en charbons à coke, mais également en charbons « calories », concurremment avec les produits pétroliers.

Le coût de la production américaine est faible et, par suite du développement des grandes mines nouvelles mécanisées, n'a pas la même tendance à augmenter que dans les mines européennes.

Les prix rendus en France ont varié au cours des dernières années, surtout à cause des frets. Le taux des affrètements au voyage ayant considérablement augmenté et la France ne s'étant pas couverte, comme les autres pays européens, par des contrats à long terme (de l'ordre de deux à cinq ans), paye aujourd'hui le charbon américain beaucoup plus cher.

Le tableau suivant montre l'évolution des prix rendus de ces charbons qui, moins chers que les charbons français rendus à Rouen, en 1954, sont devenus au début de 1956 nettement plus chers pour la raison indiquée ci-dessus. Des affrètements normaux, ou l'emploi de flottes spécialisées assurant les transports sur la base du prix de revient, amèneraient ces charbons à des prix inférieurs de 2.000 F au moins aux prix rendus actuels, c'est-à-dire à des prix comparables ou inférieurs aux prix des charbons français. Ceci sous réserve des taux de change, les charbons américains étant actuellement entièrement réglés en devises fortes.

DÉSIGNATION	CHARBONS U.S.A. F. O. B. (1)	Fret (1).	Déchargement.	Prix rendu.
1954.				
Fines à coke	3.200	1.870	220	5.290
Classés d'anthracite	5.600	1.870	220	7.690
Fines d'anthracite	2.460	1.870	220	4.540
1er trimestre 1956.				
Fines à coke	4.025	4.000	220	8.245
Classés d'anthracite	5.950	4.000	220	10.170
Fines d'anthracite	2.625	4.000	220	6.845

DÉSIGNATION	CHARBONS FRANÇAIS Départ mine.	Transport.	Prix rendu.
1954.			
Fines à coke	5.040	900	5.940
Classés d'anthracite	9.540	900	10.440
Fines d'anthracite	4.860	900	5.760
1er trimestre 1956.			
Fines à coke	4.800	1.040	5.840
Classés d'anthracite	9.840	1.040	10.880
Fines d'anthracite	4.620	1.040	5.660

(1) Coûts traduits en francs sur la base du dollar à 350 F et de la livre sterling à 980 F.

3° *U. R. S. S.*

Les importations de Russie portent essentiellement sur des classés d'anthracites de très bonne qualité, dont notre pays restera longtemps, quelle que soit la conjoncture, très déficitaire. Ces importations n'ont cessé d'augmenter au cours des années passées et atteindront en 1956: 650.000 tonnes environ.

Comme elles sont effectuées au titre d'accords de troc, elles ne coûtent aucune devise et permettent, au contraire, des exportations de produits français (manufacturés, agricoles, etc.).

Elles sont donc appelées à se développer encore largement si le producteur ne maintient pas les hausses de prix intervenues depuis un an et qui ont fait de ce combustible, qui est vendu sans aucune subvention du Gouvernement français, un combustible très cher.

Des demandes, formulées à l'U. R. S. S. en vue d'obtenir d'autres qualités de charbon produites par le Donetz (charbons industriels, fines d'agglomération) n'ont pas, jusqu'à présent, provoqué d'offres du producteur. Toutefois, les importations d'U. R. S. S. devraient se développer.

4° *Pologne.*

De même que les importations de l'U. R. S. S., les importations de la Pologne s'effectuent sans aucune charge pour notre balance des comptes. Mais là encore, les prix élevés actuellement pratiqués par les producteurs risquent de freiner le développement de cette source d'approvisionnement dont les possibilités sont énormes étant donné la nature des gisements silésiens.

Les importations de charbon polonais portent exclusivement sur les flambants destinés aux foyers domestiques et à l'industrie.

Ces importations qui, ces années dernières, étaient restées aux environs de 400 à 500.000 tonnes, dépasseront 1 million de tonnes en 1956.

5° *Autres pays tiers.*

Parmi les « pays tiers », outre le Maroc et le Nord-Viet-Nam, qui sont susceptibles de livrer à la France des tonnages notables d'anthracite d'excellente qualité sans charger la balance des comptes, on doit faire également mention de l'Afrique du Sud, dont deux bassins charbonniers, ceux du Natal et du Transvaal, produisent des charbons à très bas prix. Leurs réserves sont énormes. L'Afrique du Sud est ainsi susceptible de devenir un fournisseur important de l'Europe.

Ce rapide examen de notre économie charbonnière et des disponibilités des producteurs étrangers conduit aux conclusions suivantes:

1. — Niveau de la production nationale et des importations.

A. — Le programme du deuxième plan prévoit de porter à 64 millions de tonnes en 1961 la capacité annuelle de production totale des houillères.

Les travaux préparatoires du troisième plan envisagent d'accroître la production 1954 de tonnages variant de 3 à 12 millions de tonnes. Il paraît raisonnable d'admettre que la capacité de production, qui était de 60 millions de tonnes annuelles en 1955 ne dépassera guère 65 ou 67 millions de tonnes annuelles en 1965.

Le démarrage d'un nouveau siège demande, en effet, des études longues qui font que sa marche normale pourrait difficilement se situer avant 1970, c'est-à-dire à quelques années seulement du moment où l'énergie nucléaire risque, par son développement, de provoquer une stabilisation, voire plus tard un certain fléchissement de la consommation des combustibles classiques. Il y aura lieu de tenir compte de cette éventualité dans le calcul de la rentabilité des nouvelles exploitations.

B. — Un autre élément capital doit être la sécurité de marche de nos houillères et l'intérêt qu'il y a, du point de vue social, notamment, à assurer le plein emploi de nos mineurs.

Comme le dit le mémorandum de la Haute Autorité sur la politique charbonnière:

« La capacité de production des mines nationales ne peut être axée sur le maximum des besoins prévisibles résultant d'une expansion générale maxima et les pointes les plus favorables de la conjoncture. Une telle solution serait préjudiciable à l'économie charbonnière et comporterait de graves difficultés économiques et sociales (1) ».

Il est bien certain toutefois que ce danger n'est pas à craindre dans notre cas, en ce sens que les besoins énergétiques supplémentaires prévus pour 1965 et 1975 sont de beaucoup supérieurs, dans les hypothèses les plus pessimistes, aux possibilités totales d'accroissement de nos productions énergétiques nationales.

Mais il ne faudrait pas que la production nationale de charbon, sans couvrir les besoins totaux en énergie, arrivât à couvrir les pointes « des besoins en charbon » dans les conjonctures les plus favorables.

La couverture de ces pointes doit être assurée par des importations. Celles-ci devront comporter une part notable de combustibles solides, de façon qu'en période de récession la production nationale soit assurée de trouver un minimum de débouchés.

C. — Un autre facteur à prendre en considération est la sécurité de marche de notre économie.

Dans l'éventualité d'un arrêt total de nos importations de pétrole et de charbon, les consommateurs de combustibles liquides auraient de graves difficultés d'approvisionnement alors que les consommateurs de combustibles solides pourraient recevoir une attribution minimum de charbons nationaux.

Cet avantage qu'assurent les importations de charbon diminuera au fur et à mesure du développement de la production française de pétrole et de gaz naturel, mais, longtemps encore, il restera d'un grand poids.

(1) Mémorandum de la Haute Autorité sur la politique charbonnière, doc. 155/2/55.

D. — Enfin reste le problème de la balance des comptes.

Si certaines importations de charbon n'entraînent aucune sortie de devises, d'autres importations de charbon, notamment celles en provenance des U. S. A. sont entièrement payées en devises fortes.

E. — L'importation charbonnière devrait donc contribuer pour une part accrue à l'approvisionnement énergétique de la France, afin de:

a) Procurer à l'économie française les combustibles solides qu'elle est incapable de produire en quantités suffisantes (fines à coke et classés d'anthracite, fines d'anthracite, flambants secs) et que demande le consommateur industriel ou domestique;

b) Fournir aux consommateurs, notamment dans les régions éloignées des centres de production français, le produit qui revient au moindre prix;

c) Assurer la couverture des pointes conjoncturelles de nos besoins énergétiques et améliorer la sécurité de marche de notre économie.

Ces importations pour être aussi flexibles et aussi économiques que possible devraient être réalisées par des contrats à long terme, portant sur des quantités minima présumées indispensables et prévoyant des options de tonnages.

Elles devraient également se développer surtout dans les pays acceptant d'être payés en francs ou en produits français.

2. — Adaptation de la production nationale au marché français.

Parallèlement à l'effort d'abaissement des prix de revient, doit être poursuivi un effort tendant à faciliter une meilleure adaptation du marché français à notre production et inversement. Les mesures à prendre dans ce domaine doivent viser:

a) A atténuer, dans toute la mesure du possible, pour les charbonnages, l'effet des variations de la conjoncture ou de l'hydraulicité, en développant les moyens de stockage, suivant la recommandation de la commission de l'énergie;

b) A mettre à la disposition des consommateurs métropolitains un matériel bien adapté aux qualités dont nos mines offrent la disponibilité, et à élargir les facilités de financement des achats de ce matériel;

c) A garantir à ces mêmes consommateurs, la régularité de la qualité et des livraisons des combustibles pour lesquels ils se seront équipés;

d) A développer la production de coke sidérurgique à partir des produits issus de nos mines et à supprimer progressivement les consommations non appropriées de charbons cokéfiables, en particulier dans les foyers domestiques;

e) A assurer, par les centrales thermiques, la consommation de tous les bas-produits dont les disponibilités ne feront que s'accroître.

II. — **Electricité.**

La couverture de nos besoins en énergie électrique soulève le problème de la répartition de la production entre la production d'énergie d'origine hydraulique, source primaire, et la production d'origine thermique, source secondaire.

Compte tenu de la baisse des coûts d'équipement enregistrée au cours des deux dernières années, il ressort des indications fournies par Electricité de France à la commission de l'énergie du commissariat au plan que le remplacement d'une usine thermique par une usine hydraulique, dans le programme en cours, aurait une rentabilité de l'ordre de 10 p. 100.

En effet, l'ensemble du programme hydraulique d'Electricité de France, tel qu'il figure à l' « Etat des opérations du plan de modernisation et d'équipement » annexé à la loi de finances pour l'exercice 1955, fait ressortir une dépense d'investissements de 204 milliards pour un productible annuel de 4.650 millions de kWh (soit 44 francs environ par kWh productible). D'après les services d'Electricité de France, le coût des investissements thermiques susceptibles de garantir les mêmes puissances en hiver aurait été de 112 milliards seulement, soit une économie de 92 milliards. Les dépenses permanentes annuelles de ces équipements thermiques auraient été analogues à celles des équipements hydrauliques prévus au programme; mais la solution thermique implique en outre une consommation de charbon dont la valeur serait de l'ordre de 9,6 milliards.

Si le programme hydraulique retenu implique un investissement supplémentaire de 92 milliards, il comporte, en contre-

partie, une économie annuelle de dépenses d'exploitation de 9 C milliards, correspondant à une rentabilité de l'ordre de 10 p. 100.

Des calculs précis ont été présentés par Electricité de France à la commission de l'énergie d'où il ressortait: que la rentabilité de la substitution au thermique des huit dernières opérations hydrauliques du programme, s'échelonnait de 10 à 12 p. 100 suivant les hypothèses faites sur les coûts d'investissement (12 p. 100 correspond aux prix particulièrement bas qu'on constate actuellement lors de la passation des marchés); que ces taux de rentabilité diminuaient d'un point si l'on amortissait tous les investissements hydrauliques comme thermiques en vingt-cinq ans; qu'ils diminuaient d'un demi-point seulement dans l'hypothèse où le développement des sources d'énergie nucléaire entraînerait, dans une vingtaine d'années, une réduction de la valeur de l'énergie aux deux tiers environ de sa valeur actuelle.

En première analyse, la commission de l'énergie du commissariat général au plan avait adopté un pourcentage d'équipement hydraulique de 42 p. 100 par rapport à la capacité totale de production des équipements à réaliser, en vue de couvrir les besoins supplémentaires prévus pendant la durée du deuxième plan (1953-1957). D'abord ramené à 40 p. 100, ce pourcentage d'équipement hydraulique a été ensuite réduit à 35 p. 100, en raison de la rareté des capitaux: taux qui est considéré par le groupe de travail « Electricité » comme un strict minimum, répondant aux exigences particulières de la situation financière présente, mais auquel s'attache une simple valeur de principe, pour la fixation du seul programme 1955.

Le programme thermique correspondant à 65 p. 100 de la capacité de production des équipements à réaliser, comprend une puissance équivalant à vingt-six groupes de 115.000 kW engagés de 1953 à 1957.

Le pourcentage proposé de 35 p. 100 d'équipement hydraulique, pour la durée du deuxième plan, peut être retenu comme « seuil » des programmes.

Dans le choix des réalisations à effectuer, la considération déterminante doit être désormais celle du prix final chez l'utilisateur de l'énergie supplémentaire à fournir, associée à l'amélioration des rendements et des commodités d'utilisation.

Il n'en est pas moins vrai que les moyens d'investissements français sont limités; leur emploi rationnel doit donc tendre à l'augmentation maxima de nos disponibilités au moindre coût, pour la production de l'énergie la moins chère.

Sans faire litière de la double préoccupation d'équilibrer notre balance énergétique et d'assurer, autant que possible, la satisfaction de la demande française par des ressources nationales, ce critère conduit à rechercher en matière d'électricité, le « prix de revient de développement » le plus favorable à l'utilisateur.

Sous le bénéfice de ces diverses observations, la commission a défini comme suit sa position:

1° *Politique de répartition en énergie d'origine hydraulique et thermique.*

Pour la période 1953-1957, le pourcentage de 35 p. 100 d'équipement hydraulique, par rapport à la capacité totale de production des équipements à réaliser est à retenir comme un minimum incompressible jusqu'en 1957.

La productibilité annuelle moyenne de l'ensemble des ouvrages hydrauliques productifs représentait 28.250 millions de kWh au 1er janvier 1956.

Dans une statistique datant de juillet 1954 établie par les services du ministère de l'industrie et du commerce, la productibilité des sites non encore équipés était évaluée à 64 milliards de kWh, se décomposant comme suit:

En construction	4.794 millions de kWh
En projet	23.571 —
Paraissant possible	35.686 —
	64.052 millions de kWh

Compte tenu de cette estimation susceptible, évidemment, de revision en fonction de l'évolution du coût des équipements, il semble raisonnable d'évaluer aux environs de 25 à 30 milliards de kWh, *sur dix années*, les possibilités d'équipements supplémentaires d'énergie hydraulique.

Il y aura lieu de réaliser, de préférence, des opérations mixtes (Durance, Rhône, Rhin) intéressant simultanément l'irrigation des terres et l'aménagement du territoire, la navigation intérieure et la production d'énergie, ce caractère mixte favorisant la rentabilité d'ensemble. L'imputation des charges communes à ces différents objets devra être équitable et ne pas conduire, en tout état de cause, à un relèvement du coût de l'énergie produite.

En matière d'équipement thermique, il importe tout d'abord d'utiliser de façon complète les charbons inférieurs, de catégorie non marchande, mais bien entendu, la construction de groupes faisant appel soit à des techniques nouvelles (turbines à gaz) soit à d'autres combustibles (gaz naturel, gaz de haut fourneau, fuel, etc.) ne doit pas être exclue.

Le programme d'équipement aura à conserver une souplesse suffisante, dans son développement, pour que soient évités à la production charbonnière les contre-coups que provoqueraient des variations importantes de la consommation des centrales thermiques.

Quelle que soit la répartition à laquelle on s'arrête, il est essentiel de fixer, dans le cadre de lois-programmes, des « tranches » d'exécution et de procéder à des réalisations continues, pour permettre d'utiliser au mieux le personnel et le matériel spécialisés et pour fournir une assiette stable aux efforts des constructeurs et des maîtres d'œuvre qu'il y a lieu d'encourager en vue d'adapter durablement les moyens de fabrication aux programmes et de favoriser une normalisation et une spécialisation plus poussées.

2° *Transport et distribution.*

Il convient de mettre l'accent sur l'importance des pertes d'énergie (de l'ordre de 15 p. 100) provoquées notamment par les insuffisances et la vétusté de certains réseaux de distribution et sur les dommages causés aux utilisateurs par des chutes anormales de tension, les variations intempestives de tension et les interruptions de service particulièrement nuisibles dans certaines régions.

Les crédits accordés à Electricité de France en 1954 pour la distribution ont été ramenés de 42 à 35 milliards de francs; les prévisions de dépenses pour réfection et extension, avec rattrapage du retard pris, avaient été évaluées à 530 milliards pour la période 1953-1960 et un chiffre uniforme de 44 milliards par an avait été adopté par la commission de l'énergie du commissariat général au plan. Ce chiffre s'est déjà révélé trop faible à l'expérience des années récentes. Sur les mêmes bases de prix que celles retenues en 1954, c'est un chiffre de l'ordre de 55 milliards qu'il faudrait prévoir pour satisfaire en première urgence aux travaux de réfection nécessaires pour une utilisation économique de l'énergie électrique.

En tout état de cause, si l'on veut que soient réalisées toutes les économies nécessaires tant en ce qui concerne les pertes en ligne que le facteur de puissance, il est indispensable que le développement du réseau de transport accompagne celui des moyens de production.

3° *Tarification. — Orientation de la consommation.*

Il importe que le développement de la consommation s'effectue dans les directions où l'électricité est compétitive et dans celles qui demandent les moindres investissements de mise en œuvre.

Il faut donc se garder de grever l'énergie consommée par la grosse industrie et les longues utilisations — facteurs de régulation du débit — au profit des consommations qui exigent de plus lourds investissements en réseaux et appareils d'utilisation. Mais inversement une tarification qui favoriserait les premières au détriment des secondes ne serait pas moins critiquable.

Une tarification rationnelle ne peut être fondée que sur le coût réel de la fourniture. Elle doit donc comporter une large ouverture de l'éventail des tarifs et une différenciation des utilisateurs selon la modulation de leur consommation, le niveau de garantie qu'ils demandent dans la fourniture de l'énergie et l'efficacité de leurs efforts en vue d'améliorer leurs rendements d'alimentation et de répondre aux conditions optima de desserte.

Dans l'esprit d'un assouplissement des conditions de la tarification, devrait être soigneusement examiné le poids relatif des charges financières d'Electricité de France. Il y aurait urgence à ce que ces charges soient allégées par l'octroi d'une dotation en capital.

Une attention particulière doit être accordée aux industries de l'électrochimie et de l'électrométallurgie qui absorbent 17,5 à 18 p. 100 de la consommation totale française, et pour lesquelles le bon marché de l'énergie est un facteur essentiel de la compétitivité du produit et une condition de la continuité des fabrications. Avec l'épuisement des gisements hydroélectriques à bon marché, il convient pour ces industries de recher-

cher à l'extérieur, dans l'Union française, l'approvisionnement complémentaire en énergie, à des prix capables de répondre aux besoins d'expansion des fabrications.

Par ailleurs, il importe que la politique fiscale ne constitue pas un frein au développement de la consommation. Au regard de cette préoccupation, la notion même d'un impôt frappant l'éclairage et le chauffage électrique doit être considérée comme tout à fait périmée. La loi du 13 août 1926 devrait ainsi être abrogée d'urgence.

A fortiori, toute taxation spécifique à des fins fiscales de l'énergie serait un non-sens, du point de vue économique.

4° Energie marémotrice.

Un bienfait de la nature a doté la France, sur ses côtes de l'Atlantique et plus encore de la Manche, de hauteurs de marées qui comptent parmi les plus élevées du monde.

L'épuisement progressif de nos sites hydrauliques économiquement exploitables commande de ne pas négliger une telle ressource.

Les conditions optima d'exploitation des variations de hauteur de chutes — beaucoup plus importantes que dans les usines réservoirs sur rivières — qui s'évanouissent en quelques heures, mais dont le mouvement peut être prédéterminé exactement, réclament des études particulières.

Etant donné que les études les plus récentes peuvent garantir la rentabilité de l'usine marémotrice de la Rance, il y a lieu de mettre en chantier, dans les délais les plus courts, cette usine pilote dont les travaux d'implantation et les résultats apporteront une expérience pratique pour de plus vastes réalisations.

III. — Pétrole.

La politique française du pétrole avait eu avant la guerre 1939-1945 pour objectif d'assurer, sur le sol national, le raffinage de la plus grande partie des besoins français en produits pétroliers.

En fait, en 1938, 80 p. 100 des tonnages nécessaires à la consommation française provenaient de nos raffineries dont la capacité de traitement atteignait 8 millions de tonnes par an. Par suite des destructions de la guerre, cette capacité n'était plus à la Libération que de 1.500.000 tonnes et il fallut pendant quelques années recourir largement à l'importation de produits finis.

Les travaux de reconstruction des raffineries furent cependant très activement conduits. Dès 1948 celles-ci avaient retrouvé leur capacité d'avant-guerre et depuis 1949 les importations de produits finis ont été réduites à quelques centaines de milliers de tonnes. Depuis cette date, la capacité de raffinage a été en constante augmentation et a permis de traiter d'importants tonnages pour les marchés extérieurs.

En 1955, 25 millions de tonnes de pétrole brut ont été traitées dans nos raffineries, permettant de fournir au marché métropolitain environ 17.400.000 tonnes de produits finis, pendant que 5,6 millions de tonnes correspondaient à des exportations ou à des traitements à façon pour compte étranger.

Un effort parallèle fut poursuivi en vue d'assurer les transports sur bateaux français d'une part importante du pétrole brut qui nous était nécessaire.

Le port en lourd de notre flotte pétrolière, de 466.000 tonnes en 1938, n'était plus que de 145.000 tonnes à la Libération. Il est aujourd'hui de 1.780.000 tonnes et permet de transporter 65 p. 100 du pétrole brut reçu dans nos ports.

Le raffinage des tonnages de pétrole brut nécessaire au marché français étant ainsi assuré sur le sol national et son transport étant effectué pour une grande part sur navires français, tous les efforts devraient être faits en vue de réduire au minimum la dépense en devises correspondant au prix d'achat du pétrole brut. Celui-ci provient:

a) Des ressources nationales;

b) Des participations de la Compagnie française des pétroles à l'étranger;

c) Des importations correspondant aux achats effectués auprès des groupes internationaux.

Ressources en pétrole brut de l'Union française.

La France était considérée avant la guerre comme un pays pauvre en pétrole. Le seul gisement connu était celui de Pechelbronn qui produisait environ 70.000 tonnes par an d'huile lourde. Des tonnages réduits étaient également obtenus au Maroc.

En juillet 1939, fut découvert à Saint-Marcet, près de Toulouse, un gisement de gaz dont l'exploitation a été développée et qui produit aujourd'hui environ 250 millions de mètres cubes par an.

Depuis la Libération, cependant, les recherches ont été poursuivies à une cadence accrue. Elles s'étendent aujourd'hui à de nombreuses régions du territoire métropolitain (Sud-Est, région parisienne), à des régions très étendues du Maroc, d'Algérie, de Tunisie et, depuis une date plus récente, à une grande partie du Sahara.

Des indices extrêmement encourageants ont été obtenus. Les résultats les plus importants ont été la découverte, en 1950, du gisement de Lacq (Basses-Pyrénées) et, en 1954, du gisement de Parentis (Landes). Les productions du Maroc et d'Algérie ont été également notablement développées.

La production de pétrole brut de l'Union française en 1955 a dépassé un million de tonnes et la production mensuelle à la fin de l'année dépassait 100.000 tonnes réparties de la façon suivante:

Société nationale des pétroles d'Aquitaine (Lacq)	16.000 tonnes.
Pechelbronn	3.000 —
Esso-Standard (Parentis)	70.000 —
Société chérifienne des pétroles	8.000 —
Société des pétroles d'Aumale (Algérie)	4.000 —

Les perspectives offertes par le gisement de Parentis permettent de penser que la production en 1956 sera augmentée par rapport à celle de 1955.

Pour les prochaines années, il est raisonnable d'espérer que l'augmentation des tonnages de pétrole brut obtenus dans l'Union française se poursuivra, à condition cependant que l'effort de recherche continue d'être développé et qu'en particulier soit intensifiée la formation du personnel technique et assurés la meilleure utilisation et l'accroissement du matériel spécialisé.

Importation de pétrole brut.

a) Participation de la Compagnie française des pétroles à l'étranger.

La participation de la Compagnie française des pétroles dans l'Irak Petroleum lui permettait de recevoir, avant la guerre, environ un million de tonnes par an de pétrole brut.

Depuis 1945, un développement considérable de la production de l'Irak Petroleum a pu être obtenu grâce à la mise en service d'importants pipe-lines reliant les gisements d'Irak aux ports de Méditerranée orientale, et à la mise en exploitation des gisements de Bassorah et Qatar dans le golfe Persique.

D'autre part, la Compagnie française des pétroles a pris dans le Consortium international des pétroles iraniens une participation qui lui assurera la disposition de quantités croissantes à mesure que se développera la production de l'Iran.

La Compagnie française des pétroles a disposé ainsi, pour l'année 1955, d'environ 10 millions de tonnes de pétrole brut, dont elle a revendu, en l'état, 1,8 millions de tonnes.

Cette société, dans le but d'augmenter ses ressources en pétrole brut, tout en assurant une plus grande sécurité d'approvisionnement a pris, au cours des dernières années, des participations dans des sociétés de recherche opérant dans d'autres régions, notamment dans l'Union française et au Canada.

On peut ainsi penser que la Compagnie française des pétroles pourra disposer, à l'avenir, de tonnages de pétrole brut croissants, à des conditions particulièrement avantageuses; la dépense actuellement nécessaire à l'acquisition du brut d'Irak ne correspond plus qu'aux frais d'exploitation, de développement et de payements fiscaux à faire aux pays de production; réglées en livres, elle représente environ 60 p. 100 du prix mondial.

b) Autres sources.

Une très grande partie de l'approvisionnement de la France en pétrole brut est assurée par les achats faits aux groupes internationaux par les sociétés de raffinage, filiales de ces groupes, qui ont participé à la renaissance du raffinage français. Ce pétrole brut provient pour la plus grosse part du Moyen-Orient et, pour le complément, du Vénézuela.

Les accords passés depuis 1951 avec les groupes américains permettent d'obtenir le pétrole brut du Moyen-Orient contre payement de:

40 p. 100 en francs.

60 p. 100 en devises.

Le pétrole brut acheté aux groupes anglais est payé intégralement en devises, mais ceux-ci donnent à leurs filiales françaises d'importants tonnages à traiter à façon contre payement en devises et achètent en France d'importantes quantités de matériel, en particulier des navires-citernes, de sorte que le pétrole brut de la zone livre n'est, en fait, payé en devises que pour une fraction du même ordre que le brut de la zone dollar.

Les possibilités d'accroissement de nos achats de pétrole brut aux groupes internationaux sont éventuellement susceptibles d'un large développement.

***

Le total du pétrole brut traité dans les raffineries françaises en 1955 a atteint 25 millions de tonnes, réparties comme suit:

Pétrole brut national .... 900.000 tonnes.
Pétrole brut C. F. P. .... 7.700.000 —
Pétrole brut autres origines .... 16.400.000 —

Total .... 25.000.000 tonnes.

Le tonnage de produits finis obtenus a été d'environ 23 millions de tonnes, dont:

17,4 millions de tonnes pour la consommation métropolitaine;
2,4 millions de tonnes pour la consommation des territoires d'outre-mer de l'Union française;
3,2 millions de tonnes pour les exportations et traitements à façon pour compte étranger.

Les produits pétroliers sont mis par les raffineries à la disposition du consommateur français aux cours mondiaux, majorés d'un droit de douane d'environ 4 p. 100 en moyenne. Ils sont, de plus, soumis à des taxes intérieures de consommation et taxes diverses qui ont, en 1955, apporté plus de 330 milliards de francs au Trésor.

Grâce:

— à la part croissante de pétrole brut obtenue sur le sol national;
— aux conditions de payement du pétrole brut importé;
— aux transports d'une part importante de ce pétrole brut sur navires français;
— à son traitement dans les raffineries françaises;
— aux rentrées de devises provenant du traitement à façon pour compte étranger dans nos raffineries,

on constate que les sorties de devises nécessaires à l'approvisionnement en produits pétroliers du pays représentent un tiers de la valeur de ces derniers à la sortie de la raffinerie.

Ce résultat a été obtenu grâce à un effort d'investissements dont l'importance peut être mesurée par les chiffres ci-dessous:

Investissements dans l'industrie du pétrole (*depuis* 1947).

(En milliards de francs courants.)

NATURE des opérations.	COUT DES OPÉRATIONS 1950 et années antérieures.	1951	1952	1953	1954	1955	Prévisions 1956.
Raffinage........	43,25	23	20	17	11,3	19	27
Stockage et ports..........	8	2	4	3	3	3	4
Transports, distribution et divers..........	14,3	8	11	12	10,2	12,3	15
Recherches et production de pétrole (métropole, outremer).........	31,2	14	17,6	22,5	25,5	32	40
Investissements dans la recherche et la production à l'étranger.....	16,25	3,2	4,5	1,2	2,8	2,5	Non parvenu.
Total........	113	50,2	57,1	55,7	52.8	68,8	
Soit en francs réévalués au prix de 1953...	199,7	60,2	57,1	55,7	52,8	68,8	

Au cours des dernières années, la consommation métropolitaine des produits pétroliers se répartissait comme suit:

PRODUITS	1950	1952	1953	1954	1955
Gaz liquéfiés........	116,2	214	266	321	415,8
Essence aviation...	78,6	96	101,1	118,7	125,8
Essence plus supercarburant........	2.501,2	3.163,7	3.493,3	3.774	4.230
Carburéacteur	6,7	26,8	47,5	60,1	78,3
Essences spéciales.	32,8	39,1	42,4	49,4	52,8
White-Spirit	25	32,3	34,3	37,6	41,8
Lampant	101	99,1	98,1	97,7	103,4
Gas-oil	882,5	1.042,6	1.203,3	1.327,9	1.500
Fuel domestique...	640	793,4	915,1	1.141	1.407,8
Fuel léger	643,3	958,7	1.069,2	1.380,7	1.627,8
Fuel lourd	3.383,8	3.776,1	4.098,9	4.627	4.848,8
Fuel soutes	934,7	2.771,5	1.585,8	1.630,5	1.728,6
Lubrifiants	367,7	367,7	380,6	404,8	446,7
Paraffine	8,6	10,1	10,5	11,6	13,6
Cires	1,5	1,4	2,6	1,9	2,4
Bitumes	449,2	526,5	661,7	755,3	890
Totaux	10.171,3	12.874,4	14.027,8	15.739,2	17.513,6

Nous avons vu plus haut de quel ordre pourraient être les besoins supplémentaires de la consommation au cours des prochaines années. Les perspectives concernant notre approvisionnement en pétrole brut, le développement de notre flotte pétrolière ainsi que le potentiel de notre industrie du raffinage et de nos moyens de distribution, autorisent à penser qu'une extension notable de la consommation pourrait être satisfaite sans grande difficulté à partir des bases actuelles; par ailleurs, le prix de revient en devises de notre approvisionnement devrait s'améliorer progressivement;

En effet:

— notre approvisionnement en pétrole brut peut être développé à partir de chacune des sources qui lui fournissent actuellement les tonnages nécessaires. Des espoirs sérieux sont en particulier permis en ce qui concerne le pétrole national.

— la flotte pétrolière française est en rapide accroissement et les navires actuellement en commande permettront de dépasser, en 1957, deux millions de tonnes de port en lourd sous pavillon français.

— notre industrie du raffinage possède actuellement treize raffineries puissantes dont les capacités peuvent, en général, être encore accrues sans dépenses considérables, à partir de l'infrastructure actuelle. Elle est, de plus, susceptible de s'adapter aux besoins prévisibles de la consommation des différents produits.

— la construction de pipe-lines sur le sol de la métropole et des territoires d'outre-mer peut faciliter l'approvisionnement en pétrole brut de raffineries nouvelles.

Un important programme de cracking et reformings catalytiques actuellement en voie d'achèvement (neuf installations sur onze fonctionnent), répond à ce souci d'adaptation et permettra de maintenir la qualité des produits français au niveau des normes internationales.

Des résultats satisfaisants, dans la recherche, pourront conduire à la construction de raffineries neuves dans la métropole ou les territoires d'outre-mer aux endroits les mieux appropriés.

IV. — Gaz.

L'éventualité de nouvelles et importantes disponibilités en gaz est apparue, de plus en plus clairement, au cours des derniers mois. Si l'importation de gaz naturel liquéfié, en provenance du Moyen-Orient ou du Sahara, n'est pas encore du domaine du très proche avenir, trois sources nouvelles de gaz sont, d'ores et déjà, à notre portée:

a) *Les gaz résiduaires de raffineries.*

Les installations de raffinage existant sur les côtes, et particulièrement les complexes de l'étang de Berre et de la Basse-Seine, sont susceptibles de fournir annuellement (sous réserve de la régularité de leur composition et de leur débit) à 500 à 600 millions de mètres cubes de gaz, d'un pouvoir calorifique analogue à celui du gaz manufacturé.

b) *Le gaz de cokeries.*

Le développement croissant de l'industrie sidérurgique a déjà eu pour effet, après la satisfaction des besoins locaux, de rendre disponibles des volumes de gaz pouvant être évalués à 400 millions de mètres cubes par an.

L'industrie du gaz s'est naturellement orientée dans la voie que lui avait précédemment tracée l'électricité, c'est-à-dire dans le transport à grande distance.

L'installation de nouvelles cokeries, consécutive à l'expansion de l'industrie sidérurgique, ne pourra qu'augmenter ces disponibilités dans les années à venir. Devront, cependant, être soigneusement définies les conditions économiques de la cokéfaction, de manière que, malgré le coût du transport éventuel, la compétitivité du gaz manufacturé, tant en ce qui concerne les usages domestiques que les usages industriels, soit améliorée par l'apparition du gaz de cokeries sur les lieux d'utilisation.

c) *Le gaz de Lacq.*

Les perspectives des prochaines années sont, à la vérité, dominées par la mise en exploitation du gisement de gaz naturel de Lacq.

On peut, d'ores et déjà, tenir pour assurés:

— un débit de 1 million de mètres cubes par jour dans le courant de 1957;

— un débit de 4 millions de mètres cubes par jour dans le courant de 1958;

— puis, des débits régulièrement croissants, devant atteindre 10 millions de mètres cubes par jour en 1961.

S'agissant de volumes bruts, il convient d'opérer un abattement voisin de 35 p. 100 sur les quantités ci-dessus, pour obtenir, après élimination des composés sulfurés, de l'acide carbonique et des hydrocarbures condensables, les volumes de gaz disponibles.

Lorsque le régime maximum actuellement prévu sera atteint, c'est donc un total de 2 à 2,5 milliards de mètres cubes par an, d'un pouvoir calorifique de 9.000 calories environ, qui sera disponible, soit approximativement l'équivalent de 3 millions de tonnes de charbon.

Si on ne considérait un tel apport énergétique qu'en fonction de l'ensemble de l'économie nationale, on serait, à la vérité, obligé de constater qu'il représente à peine la couverture de l'accroissement des besoins d'une seule année.

Compte tenu de la situation géographique du gisement, le gaz de Lacq doit cependant être un des principaux facteurs capables de déclencher un véritable regain d'activité dans certaines régions, dont naturellement la région Sud-Ouest ainsi que la région Atlantique située au Sud de la Loire, où se trouve (et se trouvera de plus en plus, à mesure de la modernisation de l'agriculture) une main-d'œuvre disponible pour le service d'industries de transformation et plus particulièrement d'industries alimentaires.

Une étude précise, dans le cadre de l'aménagement général du territoire, devra être effectuée, tant par les pouvoirs publics que par les organismes de transport et de distribution, pour l'utilisation des surplus éventuels de ce gaz et leur acheminement dans d'autres régions.

V. — **Energie nucléaire.**

Une étude sur les sources d'approvisionnement énergétiques dont la France peut être à même de disposer dans les années à venir doit nécessairement, à l'heure actuelle, envisager les possibilités de l'énergie nucléaire. Les perspectives économiques qu'offre le développement de cette nouvelle source d'énergie ont pour notre pays une importance d'autant plus grande que celui-ci est relativement pauvre en sources d'énergie à bon marché.

L'énergie nucléaire dérive surtout actuellement de matières premières, l'uranium et le thorium, relativement abondantes à la surface du globe et qui ne jouaient précédemment pratiquement aucun rôle dans l'économie mondiale.

La production d'énergie à partir de ces substances s'accompagne d'une formation importante de produits radioactifs qui sont un des aspects dangereux et représentent un des grands écueils pour l'exploitation de cette nouvelle forme d'énergie.

Le programme atomique français.

Si par les travaux de ses savants la France a joué un rôle important dans les conceptions qui ont conduit à la découverte de l'énergie atomique, elle s'est trouvée du fait de la guerre, pendant des années, écartée de la compétition mondiale. Depuis la découverte de la fission en 1939 jusqu'à l'utilisation de la bombe atomique en 1945, la France fut pratiquement dans l'impossibilité de participer aux travaux sur l'énergie nucléaire.

Depuis 1946 où les premiers programmes d'études ont été élaborés, grâce aux ressources de la métropole et de l'Union française en uranium et en thorium, grâce aux exportations minières et aux installations qui ont été réalisées par une heureuse coopération entre le commissariat général à l'énergie atomique et l'industrie, nous avons progressé considérablement.

Compte tenu du prix moyen des minerais français, l'uranium pur en lingots produit à l'usine du Bouchet, montée par le commissariat, revient à 20.000 F le kilogramme, prix comparable à ceux obtenus à l'étranger. Actuellement la France arrive en tête des pays d'Europe occidentale, producteurs d'uranium à partir de leurs propres territoires. Lorsque l'équipement sera terminé, les gisements déjà reconnus assureront à la France la possibilité de continuer à développer son activité à partir des matières premières nationales.

Nos gisements se trouvent sur une sorte de V allant de la Vendée au Limousin et remontant vers les Vosges. A Madagascar, dans le Sud de l'île on trouve, à côté de la monazite, minerai classique de thorium, de l'urano-thorignite, minerai très riche qui peut nous placer avec l'Inde et le Brésil en tête de la production mondiale.

Actuellement un réacteur de faible puissance (40.000 kW chaleur) fonctionne au centre de Marcoule. A sa sortie une centrale de récupération construite par Electricité de France permettra d'obtenir en régime permanent 5.000 kW électricité. Un second réacteur plus important de 150.000 kW chaleur, et d'une puissance de 20.000 kW électricité entrera bientôt en fonctionnement. Ces deux réacteurs doivent être suivis, fin 1957, de deux autres d'une puissance nette de 30.000 kW électricité.

Electricité de France participe à la construction de tous ces ouvrages, en tant que maître de l'œuvre et associé. Mais, d'ores et déjà, cet établissement a décidé d'engager un programme de réalisations de centrales nucléaires, conçues essentiellement pour produire de l'électricité et dont l'édification sera prise totalement en charge par lui. Un premier groupe d'une puissance de 60.000 kW doit entrer en fonctionnement à la fin de 1959.

Rappelons que dans les autres pays existent ou sont en cours de construction actuellement:

— aux Etats-Unis: 50 réacteurs de différents types dont une trentaine expérimentaux;

— au Royaume-Uni: 5 réacteurs expérimentaux dont 4 en fonctionnement et 5 réacteurs de puissance dont 2 en fonctionnement (l'un d'eux d'une puissance de 60.000 kW électricité);

— au Canada: 2 réacteurs expérimentaux en fonctionnement et 1 réacteur de puissance en construction;

— en U. R. S. S. (en 1955 et à notre connaissance): 1 réacteur expérimental en fonctionnement d'une puissance de 5.000 kW électricité.

Les dépenses engagées par les Etats-Unis et la Grande-Bretagne sont:

— aux Etats-Unis de 1942 à 1952: 13 milliards de dollars, soit plus de 4.500 milliards de francs. Depuis 1952 le budget annuel est de l'ordre de 2 milliards de dollars;

— en Grande-Bretagne: 500 milliards de francs environ ont été dépensés de 1952 à 1954 avec un budget annuel actuel de 50 milliards de francs;

— en France de 1945 à 1954 les dépenses engagées ont été de 34 milliards de francs. En 1952, 1953 et 1954 le budget annuel a été de l'ordre de 7 milliards.

Si l'on ajoute au reliquat des crédits sur le plan Gaillard de 1952 les crédits du plan Palewski du 18 mai 1955 (décret programme en vertu des pouvoirs spéciaux) et les contributions en provenance d'autres ministères ou ceux de l'industrie privée, on constate que la somme consacrée par la France à son effort atomique entre 1954 et 1958 sera environ de 107 milliards.

Même en tenant compte de ce qu'une grande partie des budgets américains et anglais d'énergie atomique ont été consacrés à des fins militaires, il n'en demeure pas moins que, toutes proportions gardées, le budget français est de loin inférieur au budget des Etats-Unis et du Royaume-Uni.

Perspectives actuelles d'utilisation industrielle de l'énergie atomique.

C'est surtout dans le domaine de l'électricité que s'orientent les efforts des ingénieurs pour arriver à un prix compétitif.

On doit souligner qu'à valeur calorifique égale, le prix de revient du nouveau combustible ressort déjà à un taux nettement inférieur à celui du charbon.

Cependant, on doit remarquer que le fonctionnement d'une centrale nucléaire exigera une mise initiale d'uranium métal, très supérieure à la consommation annuelle, qui sera immobilisée dans la centrale et dans ses installations chimiques annexes.

D'autre part, il est actuellement très difficile de prévoir la durée de vie de ces centrales, car les piles atomiques les plus anciennes n'ont pas dix ans; on possède donc peu d'informations encore sur les amortissements à prévoir.

Les investissements nécessaires à l'équipement d'une centrale atomique sont estimés à 600 dollars aux Etats-Unis par kilowatt de puissance établie, soit cinq fois environ celui d'une centrale thermique classique. Les experts américains estiment qu'il sera sans doute possible, d'ici quelques années, de descendre à 200 dollars.

Des programmes atomiques qui paraissaient très audacieux il y a dix ans sont en cours de réalisation dans les principaux pays industriels. Il semble donc que l'utilisation du phénomène de fission nucléaire, en tant que source industrielle d'énergie, entrera dans le domaine des réalités économiques beaucoup plus tôt qu'on ne le pensait il y a seulement un ou deux ans.

Il convient de signaler la mise en pratique de l'énergie nucléaire dans le domaine de la propulsion.

Un sous-marin atomique a été réalisé aux Etats-Unis et a fait des essais qui ont été suffisamment satisfaisants pour que ce pays ait décidé la construction de six nouveaux appareils, dont le *Sea Wolf* qui vient d'être lancé.

On ne saurait trop prêter d'attention en ce qui concerne l'utilisation industrielle de l'énergie atomique au plan de dix ans, d'un montant de 300 milliards de francs, adopté par la Grande-Bretagne et destiné à permettre la construction de centrales atomiques qui doivent produire de l'électricité à un prix qui doit être comparable dès 1965 à celui des centrales classiques anglaises.

Dans le livre blanc « A Programme of nuclear power », consacré à ce plan, le Gouvernement britannique précise:

« ... A partir de 1965 environ, il peut être économiquement préférable de construire des centrales électriques basées sur l'énergie nucléaire plutôt que sur le charbon, même s'il n'y a pas de difficulté à s'approvisionner en ce dernier produit. »

De même aux Etats-Unis, selon certaines estimations, il semble qu'on s'attende à ce que le prix de revient du kilowatt-heure d'origine nucléaire soit de l'ordre de 0,4 à 0,7 cent dans dix ans.

Ainsi les industries énergétiques nucléaires pourraient, dans un avenir relativement proche, être caractérisées:

a) Par un prix de revient du kilowatt-heure très bas, inférieur à celui qui est obtenu actuellement dans toutes les centrales thermiques fonctionnant en Europe continentale (lignite allemand excepté);

b) Par la possibilité d'installer des centrales nucléaires dans les régions les plus diverses. Celles-ci pourraient être placées dans des centres de peuplement, près des matières premières, base de certaines industries. Les prix de revient des kilowatts-heure produits seront, en effet, peu affectés par la position géographique des usines.

***

La France ne peut pas négliger ces nouvelles perspectives pour l'élaboration de son propre programme atomique.

Si l'on tient compte de ce que l'avantage relatif de l'énergie nucléaire sur l'énergie électrique née du charbon sera plus forte dans notre pays qu'en Angleterre — tout au moins pour toutes les centrales construites hors des mines et pour une grande partie de celles construites sur les mines — l'intérêt de la conversion est plus grand en France qu'en Grande-Bretagne et l'on doit espérer que notre pays fera le nécessaire pour en hâter l'avènement.

Il faut donc que la France se prépare à utiliser le plus rapidement possible l'énergie atomique comme complément de ses autres moyens. Les éléments du développement d'un véritable programme industriel sont prêts: techniciens, piles expérimentales, laboratoires de recherches et d'analyses, fabrication de matières premières (graphite, calcium nucléairement pur, eau lourde, etc.), équipement de l'industrie qui collabore déjà aux premières réalisations du commissariat à l'énergie atomique.

A condition d'élargir son effort technique et financier, la France doit pouvoir, avec dix-huit mois ou deux ans de retard sur le Royaume-Uni, démarrer un programme industriel de production d'énergie atomique.

On doit heureusement constater que l'industrie semble bien comprendre le rôle qu'elle doit jouer dans ce domaine. Sans l'aide qu'elle a apportée au commissariat, en particulier dans la partie chimique, celui-ci n'aurait pas pu aussi rapidement créer une industrie complète du cycle de l'uranium, la seule de l'Europe continentale de l'Ouest. Comme l'a indiqué M. Goldschmidt:

« Les rôles du commissariat et de l'industrie se complètent et même se chevauchent, car il n'est pas possible d'attendre que les études soient achevées pour passer au plan de réalisation quand la notion de délai est aussi impérative qu'elle l'est dans un domaine qui évolue si rapidement.

« Le commissariat à l'énergie atomique se consacre surtout aux études de base, aux recherches de laboratoire. L'industrie, pour nous relayer et passer aux réalisations pratiques, collabore avec nous dès le stade de l'étude avec une intimité analogue à celle qui existe dans une même société entre le laboratoire et le bureau d'études ».

Cette heureuse collaboration a déjà porté ses fruits. Si, en France, la production de l'uranium est aux mains de l'Etat, elle a été montée grâce à la collaboration de plusieurs sociétés qui ont mis au point les procédés, construit et mis en route les installations.

D'autres produits indispensables pour le fonctionnement des piles, comme le graphite ou l'eau lourde, sont déjà produits ou sur le point d'être produits par l'industrie chimique française.

La collaboration avec les industries mécaniques et électriques a permis de mettre au point les appareils nécessaires à la réalisation et au contrôle des réactions.

Enfin, sur le plan des utilisations, Electricité de France collabore intimement aux travaux du commissariat. Toutes ces collaborations sont fécondes et doivent être encouragées et développées.

Les études qui doivent être poursuivies à un rythme aussi rapide que possible en raison de l'importance capitale du problème de l'énergie nucléaire doivent s'efforcer de réduire les dangers immédiats ou différés des produits hautement radioactifs.

Les dangers particuliers qui menacent tous les travailleurs de l'énergie atomique doivent être pris spécialement en considération. Il convient de ne pas sacrifier à la productivité ou à l'abaissement des prix de revient les mesures de sécurité indispensables.

Sur le plan général, en raison des effets génétiques des substances radioactives, il convient de mesurer les dangers réels qui peuvent résulter des déchets radioactifs et de faire des expériences de détermination de la radiosensibilité.

On peut espérer que l'on réduira, par l'emploi de corps nouveaux, la proportion de sous-produits radioactifs de fonctionnement des piles qui trouveront sans doute d'autre part des emplois comme sources de radiations susceptibles d'être utilisées en catalyse et particulièrement dans les polymérisations.

Les déchets radioactifs solides sont actuellement stockés dans des casemates, les effluents liquides pouvant être concentrés et amenés à consistance solide sont stockés de la même façon. Le reste est dilué et est évacué dans les rivières à débit important en calculant la dilution pour que l'eau des fleuves reste radioactivement potable.

En ce qui concerne les effluents gazeux rejetés dans l'atmosphère, des installations sont prévues pour que l'air ne soit jamais souillé au delà des limites où il cesserait d'être parfaitement respirable du point de vue radioactif.

Des systèmes de surveillance extrêmement sévères ont été établis.

Pour que le personnel des usines soit à l'abri des rayonnements, il suffit d'interposer des écrans convenables (quelques mètres de terre), mais il est indispensable d'éviter que les produits se répandent dans le sol, les eaux ou l'atmosphère en proportion telle qu'ils puissent avoir des effets nocifs. Si les quantités de déchets radioactifs actuellement produites ne posent pas de problèmes insolubles, on ne peut cependant

songer sans une certaine angoisse à la façon de résoudre cette question après le développement prévisible de la production d'énergie nucléaire. On estime en Amérique qu'en admettant qu'en l'an 2000 la production nucléaire atteigne 750 millions de kW, cela conduirait à une tonne de produit de fission par jour. Même en supposant qu'à l'époque cela continue à représenter 200 tonnes de boues radioactives, leur stockage dans les mines où l'extraction du charbon représente un volume libéré 2.000 fois plus grand ne présente pas de difficulté théorique. Mais quel que soit le mode de stockage employé (mines, déserts, réservoirs hautement résistants), on ne peut se dissimuler qu'il y a là un problème relativement angoissant en ce qui concerne la sécurité des générations futures, mais pour la solution duquel il semble que l'on puisse se montrer assez optimiste, en raison de possibilités très vraisemblables de diminution de la proportion des produits de fission et de leurs utilisations probables.

Le développement de l'énergie atomique comporte des possibilités multiples et qui paraissent pleines de promesses. Ce développement est si rapide qu'aucun programme à long terme ne peut être raisonnablement établi. Son importance sur l'évolution de l'économie mondiale sera sans doute capitale; grâce à l'énergie atomique, en effet, certaines régions du globe particulièrement pauvres, pour lesquelles le transport des sources d'énergie normales est prohibitif, pourront être industrialisées.

Devant les résultats acquis depuis quinze ans, on est en droit de penser que les promesses d'avenir justifient un effort considérable dans le domaine de l'énergie nucléaire.

Cet effort risquerait, cependant, de se trouver rapidement limité par un manque de techniciens si les dispositions nécessaires n'étaient prises parallèlement pour hâter la formation de spécialistes en nombre suffisant, compte tenu de l'ampleur et de la variété des problèmes techniques et technologiques à résoudre.

De nombreuses voix autorisées se sont élevées, ces derniers temps, pour souligner la gravité de ce problème et la nécessité de combler le retard de notre pays, par rapport aux pays anglo-saxons ou à l'U.R.S.S, en ce qui concerne le nombre, rapporté à la population totale, de techniciens, d'ingénieurs et de chercheurs spécialisés dans l'électronique et la physique nucléaire.

Un redressement urgent s'impose à cet égard, faute duquel notre pays ne serait plus en mesure de se maintenir en bonne place dans la course à l'énergie nucléaire.

***

Le développement de l'emploi des combustibles nucléaires est-il susceptible de modifier l'orientation de nos programmes de production miniers et hydrauliques ?

Dans l'état actuel de nos connaissances, il apparaît bien que la participation de l'énergie nucléaire à la couverture de nos besoins énergétiques se fera très progressivement. Selon les estimations présentes des experts, la nouvelle forme d'énergie ne deviendrait compétitive qu'aux alentours de 1965. C'est à partir de cette époque qu'elle se trouverait de plus en plus associée aux sources d'énergie classiques auxquelles elle se substituerait d'abord dans tous les endroits où le coût de l'énergie est actuellement grevé de lourds frais de transport. Mais une dizaine d'années s'écouleront encore vraisemblablement avant qu'elle n'atteigne son plein développement.

On est ainsi conduit à envisager que dans une vingtaine d'années pourrait intervenir une certaine stabilisation de nos besoins en charbon par suite du remplacement des centrales thermiques classiques par des centrales nucléaires.

Il semble donc que le développement de la capacité d'extraction des houillères nationales doive être étudié dans la perspective de la place croissante que l'énergie nucléaire est appelée à occuper dans nos approvisionnements énergétiques.

D'une manière générale, les taux de rentabilité devront être revus, en fonction de l'avènement de l'énergie nucléaire. Mais, même si cette dernière devait aboutir à un prix de revient particulièrement bon marché, il apparaît exclu qu'on puisse se passer des sources d'énergie classiques.

L'importance des charges de capital qui pèseront sur l'exploitation des centrales nucléaires fait que celles-ci se prêteront essentiellement à la production d'une énergie de base et qu'elles devront être associées à des centrales de pointe. Cette association se concevrait avec des centrales thermiques, des usines-réservoirs et éventuellement des usines marémotrices.

D'autre part, les perspectives d'accroissement des besoins énergétiques sont telles que l'énergie nucléaire paraît moins devoir entamer la position des sources d'énergie classiques que permettre surtout de faire face aux énormes quantités d'énergie supplémentaire qu'exigera, annuellement, dans une vingtaine d'années, le développement de l'activité économique.

CONCLUSIONS GENERALES DU CONSEIL ECONOMIQUE

L'augmentation de notre population et l'amélioration de ses conditions d'existence justifient et imposent en même temps les niveaux de production élevés que nous nous sommes fixés. Il ne suffit pas, cependant, de produire, il faut aussi produire à des prix qui puissent permettre un développement du pouvoir d'achat et des exportations nécessaires à l'acquisition des matière premières qui nous manquent.

Certes, l'énergie ne représente pas un élément important de la plupart des prix de revient. Lorsqu'on analyse les tableaux économiques figurant dans le rapport de la commission des comptes de la nation et notamment le tableau carré des achats et des ventes, on constate que les dépenses d'énergie — charbon, électricité, gaz, produits pétroliers — n'interviennent en moyenne que pour 6,5 p. 100 environ dans la valeur de la production finale. Il semble donc que le niveau général des prix ne devrait être que faiblement influencé par une baisse du prix de l'énergie, sauf dans l'hypothèse, peu conforme à nos possibilités, d'une baisse massive.

Cependant il ne faut pas oublier que l'energie sous ses différentes formes joue un rôle essentiel dans la production des principaux produits de base, et que le coût de l'énergie présente par suite, pour ces produits, une importance capitale.

D'autre part, c'est par une intensification de l'emploi des machines. des appareils électriques et mécaniques que pourra se développer l'activité économique et le processus de mécanisation sera d'autant plus rapide que l'énergie sera abondante et meilleur marché.

Il est donc permis de dire que l'amélioration du niveau de vie général et l'expansion économique impliquent que les consommateurs des secteurs industriels, artisanaux, commerciaux, agricoles ou domestiques, aient à leur disposition toute l'énergie dont ils ont besoin, à un prix aussi bon marché que possible et sous la forme qui pour un usage déterminé conduit au plus bas prix de revient, compte tenu des facilités d'emploi.

C'est en fonction de cet objectif et sans perdre de vue les données particulières de notre économie qu'il convient d'orienter notre politique énergétique.

***

Il importe tout d'abord d'assurer la couverture de nos besoins aux conditions les plus économiques.

Le bilan de la situation énergétique de la France au cours des prochaines années, tel qu'il ressort de l'examen effectué dans les chapitres précédents, de l'évolution probable de nos besoins et de nos sources d'approvisionnement tient en peu de mots.

D'une part, si l'expansion économique se poursuit au rythme auquel nous aspirons, il sera nécessaire de fournir à l'économie française, en sus de ses besoins actuels, et pour que son développement ne soit pas entravé par un manque d'énergie, l'équivalent en charbon d'au moins 30 millions de tonnes en 1965 et d'au moins 70 millions de tonnes en 1975. Il serait souhaitable d'envisager une évolution plus rapide de la consommation qui correspondrait par rapport aux consommations actuelles à un accroissement de l'ordre de:

50 millions de tonnes d'équivalent-charbon en 1965.
100 millions de tonnes d'équivalent-charbon en 1975.

D'autre part, les possibilités de satisfaire ces besoins supplémentaires dans des conditions économiquement rentables à partir de nos ressources nationales, s'avèrent limitées:

1. Notre potentiel hydraulique économiquement exploitable représente d'ores et déjà 60 milliards de kWh supplémentaires sans tenir compte, si l'expérience de l'usine-pilote de la Rance s'avère concluante, d'un certain nombre de milliards de kWh à provenir d'usines marémotrices.

Si l'on admet les objectifs de production auxquels conduit le prolongement dans l'avenir du rythme auquel se développe depuis plusieurs années la consommation d'électricité — soit 110 milliards de kWh en 1956-1966 et 220 milliards de kWh en 1975-1976 — nos ressources hydrauliques — sauf progrès techniques remarquables qui permettraient de mettre en exploitation des gisements jugés présentement comme rentables — seront très inférieures à nos besoins en énergie électrique.

2. Dans le domaine du charbon, une certaine extension de la production nationale, à des prix économiques, est encore possible notamment dans le bassin lorrain qui jouit, grâce à des conditions d'exploitation plus favorables que les autres bassins, de rendements plus élevés.

Les besoins de notre économie en combustibles sont appelés à croître fortement au cours des vingt prochaines années. en

liaison avec la progression générale de l'activité industrielle. Les deux causes importantes sont la mise en service de centrales thermiques toujours plus nombreuses et le développement des besoins en coke sidérurgique. La satisfaction de ces besoins excédera assez rapidement les possibilités supplémentaires de livraison de nos houillères.

A ce sujet, on notera avec intérêt qu'Electricité de France a calculé que si toute l'énergie thermique de ses centrales devait être produite au charbon, ses propres besoins seraient:

— Dans l'hypothèse basse, de l'ordre de 20 millions de tonnes en 1970 et de 35 millions de tonnes en 1975;

— Et, dans l'hypothèse haute, de l'ordre de 25 millions de tonnes en 1970 et de 40 millions de tonnes en 1975.

3. En ce qui concerne les combustibles liquides, la production de pétrole brut de l'Union française a atteint en 1955 un peu plus de 1 million de tonnes et doit dépasser, grâce au développement de l'exploitation du gisement de Parentis, largement ce chiffre en 1956. De nouveaux progrès au cours des années ultérieures sont très probables.

En regard, cependant, nos besoins s'élèvent actuellement à près de 18 millions de tonnes de produits pétroliers et l'évolution de la consommation observée au cours des dernières années conduirait à prévoir que ces besoins pourraient tripler dans les vingt prochaines années.

Dans sa majorité le Conseil n'a pas cru devoir faire siennes ces prévisions. A défaut d'une estimation qui ne recueillait pas l'accord unanime de ses membres, il a paru préférable de noter que le rythme d'accroissement de la consommation se maintenait depuis plusieurs années à un niveau supérieur à celui qui correspond à un doublement décennal.

4. Nous disposons par ailleurs du gaz de Lacq, dont la production annuelle est estimée comme devant être en 1960-1961 de l'ordre de 2 à 2,5 milliards de mètres cubes de gaz épuré.

Si les perspectives ouvertes par la découverte du gisement de Lacq apparaissent particulièrement favorables pour le développement de la région Sud-Ouest, il faut bien noter cependant que sur la base du second des chiffres précédents la production escomptée ne représentera encore que 3 p. 100 environ de la consommation actuelle d'énergie. dont l'accroissement au cours des dix prochaines années, sauf stagnation de notre économie, sera très supérieur à ce pourcentage.

5. Restent, enfin, les possibilités de l'énergie nucléaire.

Quelle que soit l'incertitude qui pèse sur la rapidité des progrès dont est susceptible la nouvelle forme d'énergie, il paraît maintenant certain que, dans un avenir relativement proche, celle-ci commencera à prendre place parmi les différents moyens de production d'énergie.

C'est là, pour l'Union française, qui dispose sur son territoire de gisements importants de matières premières nucléaires, l'espoir, pour l'avenir, de plus grandes possibilités, et, par conséquent, d'une plus grande indépendance énergétique, au fur et à mesure que se développeront les utilisations industrielles du phénomène de fission nucléaire, à l'égard desquelles notre pays bénéficie d'une relative avance technique.

Cependant l'importance des investissements nécessaires, la propriété des matières premières et transformées, le contrôle pour une utilisation exclusivement pacifique, ont amené l'étude de divers projets d'organisation européenne et même internationale de l'énergie nucléaire. Ces différentes formes de coopération internationale doivent être suivies très attentivement et pourront nécessiter une étude particulière.

***

Dans le cadre prévisionnel ainsi tracé et si aucun élément nouveau ne vient modifier les données de nos approvisionnements, le déficit de notre balance énergétique ne peut que s'accentuer d'année en année.

S'il y a un an à peine, certains pensaient que notre économie énergétique se trouverait pendant plusieurs années encore placée sous le signe d'une surabondance de charbon, cette situation a depuis lors fait place à un état de pénurie.

Ainsi, à court comme à moyen terme, le problème de l'énergie pour notre pays se trouve caractérisé par une double pénurie en combustibles solides et en combustibles liquides. Il en sera ainsi, à moins de découvertes très importantes de pétrole brut, jusqu'à ce que la production d'énergie d'origine nucléaire ait pris une importance telle qu'elle soit en mesure de couvrir les besoins supplémentaires en énergie thermique qui se manifesteront chaque année. Mais l'abondance que traduira cette nouvelle situation ne saurait être raisonnablement escomptée avant 1975.

Compte tenu de ce que le déficit de notre balance énergétique atteint déjà actuellement environ 35 millions de tonnes d'équivalent charbon et représente en valeur 50 p. 100 du déficit 1955 avec les zones monétaires dollar et sterling, les perspectives précédentes commandent un triple effort dans les directions suivantes:

— développement de la capacité d'extraction des houillères nationales, sans perdre de vue la nécessité d'aboutir à un prix de revient économique;

— intensification de la prospection du pétrole et du gaz naturel dans la métropole et nos territoires d'outre-mer, dont la richesse en terrains sédimentaires ouvre, à nos recherches, de sérieux espoirs de succès;

— réalisation d'un programme de recherches et d'équipement nucléaires qui puisse nous permettre de combler le plus tôt possible le déficit que laisseront les autres sources d'énergie.

En ce qui concerne notre politique du raffinage, M. Le Brun au nom du groupe des travailleurs C. G. T., a proposé de préciser par un amendement, que:

« Les raffineries de droit français sur le sol de la France et des pays d'outre-mer seront tenues de traiter par priorité d'abord tous pétroles bruts extraits en France et dans les pays d'outre-mer, ensuite tous pétroles bruts pouvant être importés de tous pays producteurs sans débours de devises, enfin ceux qui seraient importés avec le minimum de devises. »

Cette proposition a été rejetée au scrutin public par 67 voix contre 64 et 17 abstentions..

Il nous faut surtout prendre conscience que le développement progressif de l'énergie nucléaire non seulement nous apporte la solution du redoutable problème que constitue la couverture de nos besoins énergétiques futurs, mais est également susceptible de nous placer, pour la première fois depuis le début de l'ère industrielle, sur un pied d'égalité, du point de vue énergétique, avec des pays plus favorisés que le nôtre du fait de la structure et de la richesse de leurs gisements charbonniers.

Il ne serait pas admissible que tout ne soit pas mis en œuvre pour réaliser au plus tôt cette promotion économique de notre pays.

Tout délai gagné dans la poursuite de cet objectif rapprochera la date où, sur le plan énergétique, nos chances deviendront comparables à celles de nos voisins. Tout retard prolongera d'autant notre infériorité.

La France qui a manqué le départ de la course au pétrole apparaît bien placée, aujourd'hui, en ce qui concerne l'uranium. Elle ne peut se permettre, sous peine d'un déclassement économique grave, de se laisser distancer dans la mise en exploitation de la nouvelle source d'énergie.

Bien entendu, cet effort devrait être accompagné d'un développement parallèle des études et recherches propres à assurer une protection totale de la santé publique contre les dangers de la radioactivité, qu'il s'agisse des personnes en contact avec les matières radioactives ou de l'ensemble de la population.

***

De toute manière, l'insuffisance prononcée de nos ressources actuelles ne nous permet pas de faire fi des sources d'énergie subsidiaires et des améliorations qui pourraient être apportées à la mise en valeur de notre potentiel énergétique.

Cette question a d'ailleurs fait l'objet d'un avis du Conseil économique du 10 février 1953, sur le rapport de M. Roger Millot, dont les conclusions sont toujours valables. Il nous paraît indispensable d'encourager:

a) Les recherches dans les domaines nouveaux (énergie solaire, énergie du vent, en particulier);

b) L'élaboration de techniques nouvelles destinées à tirer un plus large parti de nos ressources naturelles.

A cet égard, on doit souligner, en particulier, que bien que mal exploitées, nos forêts constituent une source d'énergie non négligeable qui se chiffre actuellement à quelque dix millions de tonnes de bois, soit quatre millions de tonnes d'équivalent charbon.

L'ensemble de notre économie trouverait un bénéfice certain dans une amélioration des conditions générales de l'exploitation forestière qui permettrait l'abaissement du prix de revient du bois et de son transport, ainsi que dans le développement de recherches en vue de rationaliser et de faciliter l'utilisation du bois tant comme combustible domestique que comme source d'énergie;

c) Le développement de nos échanges énergétiques avec les pays voisins dans toute la mesure où ils sont rentables du fait,

de la compensation des courbes de charges des différents pays, de la réduction de la puissance installée totale ainsi que de la meilleure utilisation de nos centrales.

Il est bien évident, cependant, que cette politique d'échanges ne saurait être poussée au point de compromettre la sécurité de notre alimentation;

d) Toutes initiatives tendant à favoriser l'utilisation rationnelle des combustibles et de l'énergie.

Accroître l'efficience de l'utilisation de l'énergie apparaît comme un des meilleurs moyens pour un pays de réduire l'écart entre ses ressources nationales et ses besoins.

Il semble bien malheureusement que la majeure partie des progrès réalisés chaque année dans ce domaine se trouve pratiquement localisée dans les industries grosses consommatrices: essentiellement la production d'électricité, la Société nationale des chemins de fer français, la sidérurgie, etc. Une marge considérable d'économies de combustibles et d'énergie existe encore chez les moyens et petits consommateurs industriels et domestiques.

Il importe donc de continuer et d'encourager l'action déjà entreprise, en vue de faciliter, notamment par le moyen du crédit:

— L'adaptation des appareils de chauffe industriels et domestiques à l'emploi économique de combustibles produits en France;

— Les modifications, modernisations et remplacements d'installations de chauffe et l'utilisation d'énergie vétustes ou de mauvais rendement.

M. Dumontier a estimé, avec certains membres du Conseil, qu'il convenait d'encourager toutes mesures propres à réduire nos consommations de charbon, comme l'électrification des chemins de fer et que d'une manière plus générale devait être définie une politique des transports qui, compte tenu des besoins inéluctables, tende vers la consommation minimum d'énergie.

Le Conseil a rejeté, à main levée, cette proposition de M. Dumontier, qui ressortissait plus particulièrement à la compétence d'une autre commission et n'avait ainsi pas fait l'objet d'une étude de la commission de la production industrielle.

En outre, il convient de souligner que le charbon constitue la matière première de l'avenir pour l'industrie de synthèse. La récupération des sous-produits de la houille nous permettrait de réduire certaines importations (benzol, naphtalène, toluène, etc.).

Aussi apparaît-il souhaitable d'encourager la substitution progressive à la houille crue — encore généralement utilisée dans les foyers domestiques — du coke et du gaz.

Cette substitution aurait au surplus l'avantage d'éviter la pollution de l'atmosphère des villes qui pose un problème d'hygiène angoissant.

*
* *

Enfin l'examen des problèmes généraux afférents au marché de l'énergie a conduit le Conseil aux conclusions suivantes:

1. *La politique de l'énergie doit être stable et continue.*

Il faut se garder de rompre la continuité nécessaire d'une politique de l'énergie et de désarticuler les programmes d'exécution.

Rien de plus démoralisant, en effet — et de plus coûteux — pour l'utilisateur que les volte-face des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie; de même, des modifications substantielles dans les programmes pour des motifs qui ne relèvent pas, le plus souvent, de considérations économiques désarticulent l'exécution.

Des objectifs de production doivent être définis, pour les diverses catégories d'énergie, dans le cadre de prévisions à plus long terme concernant les étapes de 1965 et 1975 considérées dans le présent rapport. Il importe essentiellement, une fois arrêtés ces objectifs et les moyens de réalisation, de s'y tenir au plus près.

La sécurité du financement, assurant la continuité de l'exécution, doit être apportée par des lois-programmes qui permettent de garantir, sur plusieurs années, les ressources nécessaires; à cet égard, les décrets-programmes promulgués par le Gouvernement, en 1955, constituent un progrès et un premier pas.

2. *Compétition saine entre les diverses formes d'énergie.*

Si les formes d'énergie ne sont pas, dans un certain nombre de cas, équivalentes du point de vue de l'usage final auquel on les destine, il se présente néanmoins de larges domaines où elles sont susceptibles d'entrer directement en compétition et d'être substituées les unes aux autres.

L'existence de cette compétition constituant un facteur déterminant de progrès techniques et d'abaissement des prix, il apparaît qu'un des soucis dont devrait s'inspirer notre politique énergétique devrait être de laisser jouer librement la concurrence entre les diverses formes d'énergie.

Ceci conduit à prescrire, en principe, toutes mesures discriminatoires qui auraient pour effet de fausser les décisions des utilisateurs, en particulier par l'existence de parités ou de disparités arbitraires de prix.

Le principe paritaire, l'expérience le prouve, ne joue toujours pleinement que dans le sens de la hausse, fait obstacle aux tendances à la baisse, et, en tout cas, raidit les prix qu'il retient à des niveaux artificiels.

Il détermine, de ce fait, une mauvaise orientation du choix, et les distorsions qu'il introduit dans l'économie soulèvent, à long terme, des difficultés non moins graves que celles auxquelles son application se proposait de remédier.

Sans doute peut-on objecter en sa faveur la nécessité de freiner l'expansion d'une industrie qui s'exerce aux dépens d'une industrie concurrente et ce souci, comme on le verra plus loin, ne doit pas être négligé.

Aussi est-ce par un renforcement de la position concurrentielle, sur tous les plans, de l'industrie menacée et non par un alourdissement des charges de ses concurrents qu'il semble préférable de chercher tout d'abord une solution au problème ainsi posé, car il s'agit là d'une solution économiquement saine et durable.

Il conviendrait donc de donner suite aux propositions de réforme formulées par la « commission de l'énergie » du commissariat au plan touchant les conditions d'exploitation des entreprises nationales du secteur énergie et visant l'assouplissement des prix de vente et la transformation en dotation en capital d'une partie, au moins, des prêts que ces entreprises ont reçus du fonds de modernisation.

En publiant le 14 mai deux décrets autorisant les augmentations de capital des entreprises nationales, le Gouvernement a donné un commencement de satisfaction à ce vœu. Il est indispensable que ces dispositions de principe soient rapidement suivies d'application.

3. *Nécessité de tenir compte des problèmes financiers et sociaux.*

Tant pour préserver l'indépendance économique et politique de notre pays que pour éviter un déséquilibre grave de notre balance des comptes, il importe que la part de nos ressources propres, dans la couverture de nos besoins énergétiques, demeure la plus élevée possible.

D'autre part la substitution d'une source d'énergie à une autre — surtout si cette substitution s'opère massivement — peut entraîner pour l'économie tout entière des charges supérieures aux avantages que celle-ci peut espérer tirer de la mise à la disposition rapide des consommateurs du produit qu'ils demandent.

Les préoccupations précédentes sont particulièrement justifiées en ce qui concerne notre industrie houillère, en raison de ces conditions d'exploitation et de l'importance de son rôle dans la couverture de nos besoins.

La production du charbon national est caractérisée par une grande rigidité résultant:

— de la longue durée sur laquelle s'étend la réalisation des programmes de travaux miniers;

— du rôle primordial joué par la main-d'œuvre dans l'extraction du charbon et des obstacles auxquels se heurte toute modification du nombre des mineurs, en raison de l'importance des effectifs immédiatement mis en jeu et des difficultés de réemploi;

— des charges de gestion résultant de réduction d'activité, par la lourdeur des frais de stockage et le poids croissant des amortissements et des charges financières liées aux investissements.

Un allégement des charges financières doit être obtenu par la transformation d'une partie des prêts du F. M. E. en dotation en capital. Un allégement des charges salariales doit également

être réalisé par un aménagement de leur régime de financement, et une prise en charge partielle par l'Etat suivant des modalités adoptées par certains pays de la C. E. C. A.

Les sujétions inhérentes à l'industrie de l'extraction charbonnière ne permettent pas à celle-ci de s'adapter aisément aux variations rapides de la consommation.

Maintenir des débouchés réguliers au charbon national, en vue d'épargner les affres du chômage à une population minière concentrée dans des régions qui ne peuvent lui offrir d'autres emplois, doit être incontestablement un des soucis dont doit s'inspirer notre politique énergétique.

Par dérogation au principe posé plus haut, il apparaît ainsi que l'intervention des pouvoirs publics peut être justifiée en vue de freiner une évolution de la demande qui se révélerait génératrice de difficultés sociales et financières graves pour notre économie. En tout état de cause, cependant, cette intervention devrait se garder de prendre une forme susceptible d'entraver durablement le progrès technique et de faire obstacle à l'abaissement de nos prix de revient.

Le développement des importations et des techniques nouvelles, lorsqu'elles permettent d'amener au consommateur de l'énergie à un prix plus économique que celui des autres sources d'approvisionnement, compte tenu des facilités d'emploi, ne devrait donc être limité par des dispositions autoritaires que dans la mesure où ces dispositions présenteraient un caractère temporaire et seraient absolument nécessaires à une adaptation de notre économie à de nouvelles conditions de la production et des échanges dans le domaine de l'énergie.

4. *Le problème de la concurrence fuel-charbon.*

Dans le cadre des prévisions faites sur la progression, au cours des prochaines années, de l'activité générale et de nos divers besoins énergétiques, l'adaptation de nos moyens de production à l'évolution technique et économique ne paraît pas devoir soulever de problèmes ardus.

Les prochaines années seront, ainsi qu'on l'a vu, marquées en France, comme d'ailleurs dans les autres pays, par une pénurie et non par un excédent d'énergie; le charbon national doit, dans l'ensemble, trouver un écoulement facile, une large part des besoins supplémentaires en énergie devant être, par ailleurs, couverte par le recours à d'autres sources que le charbon et en particulier au fuel.

Si le développement général de la consommation d'énergie doit offrir des débouchés normaux au fuel et au charbon, on doit cependant admettre que ce développement peut ne pas se présenter suivant un rythme régulier, que des ralentissements, peut-être même des récessions momentanées, peuvent se produire.

C'est pendant ces périodes, d'une durée limitée, que des dispositions doivent être prises en vue d'assurer à la production charbonnière française le minimum de débouchés nécessaires au maintien d'une stabilité dans les conditions d'emploi de la main-d'œuvre.

On ne saurait trop souligner, en effet, le problème social et humain que risquerait de poser une réduction rapide et importante de la production charbonnière et l'influence néfaste que celle-ci exercerait sur la nation tout entière.

Les mesures à prendre peuvent s'analyser comme suit:

1° Des dispositions financières devront être prises pour faciliter le stockage du charbon et en particulier pour permettre de l'expédier directement sur les lieux d'utilisation en évitant l'encombrement des carreaux des mines;

2° Le charbon devra être utilisé de préférence dans les installations où il se valorise le mieux (grandes installations industrielles, centrales électriques) en tenant compte toutefois de la nécessité d'équilibrer l'écoulement des différentes sortes;

3° Il serait souhaitable d'encourager le développement des installations mixtes, lesquelles donneraient plus de sécurité à la production et à la consommation dans les conditions prévues au paragraphe B ci-dessous;

4° Il faudra développer les exportations de charbon.

Au cas où ces mesures s'avéreraient insuffisantes:

a) Il y aurait lieu d'envisager une limitation des importations de charbon:

— sans compromettre l'approvisionnement des consommateurs dans les qualités dont la production nationale est insuffisante;

— sans aggraver la situation économique et sociale des régions littorales et des ports maritimes;

— en tenant compte des conditions de ces importations (payement en devises ou en produits français);

b) Compte tenu de ce qu'un ralentissement de la progression des ventes du fuel peut, dans une certaine mesure, favoriser l'écoulement du charbon, il y aurait lieu d'envisager une limitation de la progression des mises à la consommation des fuels, par le jeu d'accords analogues à ceux qui ont été conclus en 1954 entre Charbonnages de France et l'industrie pétrolière et qui ont fixé le niveau d'écoulement des fuels en 1955; de tels accords apparaissent comme le meilleur moyen d'atteindre le résultat recherché, sans entraîner de contrainte ou de charges trop sévères pour le consommateur.

Enfin, avant le début de chaque année et plus souvent si la situation l'exige, il apparaît souhaitable qu'une réunion ait lieu sous l'égide du ministère de tutelle entre les Charbonnages de France et l'industrie pétrolière pour examiner les perspectives d'écoulement du charbon.

5. *Politique tarifaire.*

La détermination des tarifs de vente de l'énergie ne doit pas être orientée dans la voie d'une péréquation nationale pour une même forme d'énergie, quel que soit le prix de revient réel des livraisons en chaque point du territoire.

L'intérêt qui s'attache à la décentralisation industrielle commande, en effet, de ne pas priver les diverses régions françaises de l'avantage que peut constituer pour elles le fait d'être géographiquement bien placées pour recevoir de l'énergie à un prix favorable.

Pour le charbon, l'incidence du coût du transport — bien que la structure de la tarification ferroviaire charge les transports à courte distance — joue d'une manière telle que cet avantage de proximité d'un lieu de production (ou d'importation) est effectif.

Pour les combustibles liquides, l'établissement de barèmes par zones géographiques (« cotations de place ») aboutit à un résultat analogue.

Une péréquation intégrale, sur le plan national, des tarifs de vente de l'électricité, du gaz de ville, du gaz naturel irait à l'encontre des données naturelles sur lesquelles s'est fondée l'implantation de nombreux établissements industriels et détruirait leur équilibre économique.

Une différenciation des prix de vente en fonction des prix de revient aux lieux de consommation ne saurait être appliquée cependant, sans nuances, si l'on veut éviter une concentration industrielle excessive dans certains centres privilégiés tandis que s'accélérerait la désertion des régions pauvres en énergie.

Des différenciations régionales ne sauraient faire abstraction de la « qualité » de l'énergie fournie: celle-ci doit déterminer, par région, l'échelonnement des tarifs, dont l'éventail doit être largement ouvert.

Une tarification privilégiée en faveur des zones où les pouvoirs publics désireraient attirer des activités nouvelles ou déplacées devrait avoir pour contre-partie l'attribution aux fournisseurs de subventions compensatrices.

En ce qui concerne le gaz de Lacq, quelle que soit, en définitive, l'importance des volumes de gaz disponibles, la pratique de prix laissant au départ au producteur un revenu net plus élevé pour les usagers voisins du gisement que pour les utilisateurs plus lointains, doit être rigoureusement exclue.

6. *Politique fiscale.*

Considérer l'énergie comme une matière taillable et corvéable, capable de supporter des taxes spécifiques sous le prétexte qu'elle offre des commodités de perception et reporter sur elle une part plus ou moins importante des impôts indirects serait un non-sens, du point de vue économique.

Une telle politique irait directement à l'encontre des buts que propose le présent rapport.

M. Stoll a estimé, avec certains membres du Conseil, que l'assemblée n'avait pas à se prononcer sur cette question fiscale à l'occasion d'un rapport général sur l'énergie et a demandé la suppression de ce paragraphe.

Le Conseil a rejeté cette proposition au scrutin public par 104 voix contre 3 et 42 abstentions.

***

C'est dans ces conditions que le Conseil économique, approuvant les conclusions de sa commission, a émis, le 25 juillet 1956, l'avis suivant par 155 voix et 2 abstentions.

2° Avis formulé par le Conseil économique au cours de sa séance du 25 juillet 1956.

Le Conseil économique,

Vu sa décision en date du 21 juillet 1953 d'étudier la politique énergétique de certains pays étrangers,

Après avoir entendu le compte rendu des missions envoyées par la commission de la production industrielle en Allemagne occidentale, au Canada, aux Etats-Unis d'Amérique, en Grande-Bretagne, en Italie, en Suisse et en Union des républiques socialistes soviétiques,

Après avoir entendu le rapport présenté par M. Emmanuel Mayolle, en sa double qualité de président et de rapporteur de la commission de la production industrielle, sur l'orientation de la politique énergétique de la France dans les années à venir,

1. Considérant que l'élévation du niveau de vie de la population est en étroite corrélation avec le développement de l'activité économique;

2. Considérant que l'élévation du niveau de vie et le développement de l'activité économique exigent que les consommateurs finaux, l'industrie, l'agriculture, le commerce, l'artisanat et les transports disposent d'énergie en quantités suffisantes et à des prix tels qu'ils permettent notamment de lutter avec succès sur le plan international;

3. Considérant que, dans l'hypothèse où l'expansion économique se poursuivrait au cours des années à venir, suivant le rythme annuel moyen de 4 à 5 p. 100 et où la population s'accroîtrait annuellement d'environ 250.000 âmes, il serait nécessaire de mettre à la disposition de l'économie française l'équivalent en charbon d'au moins 30 millions de tonnes en 1965 et de 70 millions en 1975, en sus des consommations actuelles et très souhaitable, compte tenu de l'insuffisance de celles-ci de porter ces prévisions d'accroissement à 50 millions en 1965 et 100 millions en 1975;

4. Considérant que le déficit de notre balance énergétique est actuellement d'environ 35 millions de tonnes d'équivalent en charbon et qu'il représente en valeur, compte tenu des réexportations, 50 p. 100 environ du déficit 1955 avec les zones monétaires dollar et sterling;

5. Considérant que, pour faire face au développement de nos besoins, les ressources nationales dont dispose notre pays sont essentiellement, pour le moment, les charbons et l'énergie hydraulique, auxquelles s'ajoutent depuis peu les possibilités déjà reconnues en matière de pétrole et de gaz naturel;

6. Considérant que la production nationale de charbon est encore susceptible d'être développée en différents points dans des conditions économiquement valables;

7. Considérant que, dans le domaine de l'énergie hydraulique, le potentiel économiquement exploitable restant à équiper, représente d'ores et déjà 60 milliards de kWh assurés, et vraisemblablement, 30 milliards de kWh supplémentaires, sans préjuger les possibilités d'utilisation de l'énergie des mers;

8. Considérant que la consommation d'électricité s'est élevée à 49,5 kWh en 1955 et que la base communément admise d'un doublement de cette consommation tous les 10 ans semble, à l'heure actuelle, insuffisante — le pourcentage annuel moyen d'augmentation des cinq dernières années étant d'ordre de 8 p. 100 — l'objectif de production devrait être fixé à 110 milliards de kWh pour 1965-1966, et, vraisemblablement, à un taux supérieur à 220 milliards de kWh en 1975-1976;

9. Constatant que ces besoins en énergie électrique sont très supérieurs au potentiel de nos gisements hydrauliques économiquement exploitables;

10. Estimant, en l'état actuel de nos connaissances, que la production d'énergie électrique d'origine nucléaire ne sera pas, avant une vingtaine d'années ,suffisante pour satisfaire l'accroissement de la consommation d'électricité qui se manifestera à cette époque;

11. Considérant que, de ce fait, la puissance installée des centrales thermiques classiques est appelée à s'accroître fortement et que l'alimentation de ces centrales exigera des tonnages croissants de combustibles;

12. Considérant que la consommation du gaz de ville s'est élevée à 3.100 millions de mètres cubes en 1955, pour le seul Gaz de France, et que l'accroissement de cette consommation sur l'année 1954, de l'ordre de 5 p. 100, est sensiblement supérieure au pourcentage annuel moyen d'augmentation des cinq dernières années, l'objectif de consommation de 4.100 millions de mètres cubes, admis par ce service national pour 1961, doit être considéré comme un minimum;

13. Considérant que la satisfaction, pour partie au moins en charbon, des besoins des centrales thermiques, des exploitations gazières et des industries consommatrices de vapeur, ainsi que le développement escompté de la carbonisation, notamment de la cokéfaction, se traduiront par un relèvement progressif de la consommation charbonnière nationale;

14. Estimant qu'aux environ de 1975 l'énergie nucléaire devant relayer de plus en plus le charbon, le développement de la capacité d'extraction des houillères nationales doit être étudié dans la perspective de la place croissante à réserver, dans une vingtaine d'années, à cette nouvelle forme d'énergie;

15. Considérant que la production de pétrole brut sur le territoire métropolitain a atteint, à fin 1955, le rythme de 1 million de tonnes par an;

16. Considérant que la consommation des carburants et combustibles liquides s'élève actuellement à 18 millions de tonnes et s'est développée, au cours des dernières années, à un rythme supérieur à celui du doublement en dix ans;

17. Considérant que la production du gaz épuré de Lacq est estimée comme devant être, en 1961, de l'ordre de 2 à 2,5 milliards de mètres cubes et que, sur la base du second de ces chiffres, cette production ne représenterait que 3 p. 100 environ de la consommation nationale actuelle d'énergie, dont l'accroissement, au cours des dix prochaines années, sauf stagnation de notre économie, sera plusieurs fois supérieur à ce pourcentage;

18. Estimant que la richesse en terrains sédimentaires de la métropole et des territoires d'outre-mer ouvre de sérieux espoirs de succès à nos efforts de recherches pétrolières;

19. Considérant que le développement de l'énergie nucléaire nous donne l'espoir de réduire le déficit de nos échanges énergétiques ainsi que l'infériorité dont souffre notre économie depuis plus d'un siècle du fait des conditions naturelles particulièrement difficiles de nos gisements charbonniers;

20. Considérant que l'exploitation forestière constitue une source d'énergie non négligeable quoique mal exploitée, qui est actuellement de l'ordre de 25 millions de stères, soit environ 10 millions de tonnes de bois et 4 millions de tonnes d'équivalent charbon;

21. Considérant que, s'il existe pour chaque forme d'énergie des secteurs d'utilisation qui lui sont spécifiquement réservés, il existe également de larges domaines dans lesquels les différentes formes d'énergie peuvent entrer directement en compétition et être substituées les unes aux autres;

22. Considérant que cette compétition constitue un facteur déterminant de modernisation et de progrès économique ainsi que d'abaissement des prix de revient;

23. Considérant que l'évolution à moyen et à long terme des besoins en énergie laisse apparaître, et ce jusqu'à ce que l'énergie nucléaire entre dans une phase d'utilisation intensive, un accroissement de la demande de chacune des diverses sources d'énergie classiques;

24. Considérant que des problèmes d'adaptation, compliqués par l'inertie propre à toute industrie extractive lourde comme l'industrie houillère et par le caractère impératif de ses problèmes sociaux, sont susceptibles de se poser en raison de l'apparition massive de nouvelles sources nationales d'énergie;

25. Insistant enfin sur l'importance du déficit de notre balance des comptes énergétiques et sur la nécessité qui en découle de donner la priorité à l'exploitation et à l'élargissement des ressources énergétiques nationales;

26. Considérant malgré tout que nos besoins énergétiques risquent pendant de longues années de dépasser nos ressources et qu'un effort méthodique de rationalisation des consommations et de recherche systématique des économies d'énergie devra être entrepris,

Emet l'avis (1) :

La politique énergétique française, dans les années à venir doit assurer dans les conditions les plus économiques la couverture des besoins énergétiques du pays, compte tenu des exigences de l'accroissement démographique et de celles du progrès technique, économique et social.

A cette fin doivent concourir une large politique d'investissements et une politique d'échanges extérieurs tendant à réduire et à limiter le plus rapidement possible le déficit de notre balance énergétique.

L'une et l'autre doivent aboutir à mettre à la disposition de l'ensemble des consommateurs une énergie aussi bon marché que possible en évitant des substitutions trop rapides, génératrices de difficultés sociales et ne permettant pas d'assurer une utilisation normale des investissements.

A. — En ce qui concerne les différents secteurs

Charbon.

1° Le développement de la capacité de production des Houillères nationales doit être poursuivi avec l'objectif de fournir de l'énergie à un prix comparable à ceux des énergies concurrentes;

2° L'abaissement du prix de revient du charbon national doit être recherché par tous les moyens, dans toute la mesure compatible avec le facteur social;

3° La décision visant la création de nouveaux sièges d'extraction devra dorénavant tenir compte non seulement des délais d'étude et de mise en exploitation d'un gisement nouveau, mais encore des délais d'amortissement qui risquent d'être réduits par le développement de l'énergie nucléaire. Elle devra, par ailleurs, tenir compte des besoins spécifiques (carbonisation, cokéfaction, etc.) ;

4° La position concurrentielle des Houillères françaises doit être renforcée; les négociations relatives à l'égalisation des charges supportées par les houillères des différents pays de la C. E. C. A. doivent être menées à leur terme; un abaissement des charges financières doit être obtenu par la transformation d'une partie des prêts du F. M. E. en dotation en capital; un allégement des charges salariales doit être obtenu par un aménagement de leur régime de financement, et une prise en charge partielle par l'Etat suivant des modalités adoptées par certains pays de la C. E. C. A. (2) ;

5° Le recours aux charbons importés doit tenir compte de l'intérêt primordial du plein emploi dans les houillères ainsi que de l'intérêt des consommateurs, et notamment de ceux des régions littorales, d'être approvisionnés dans des conditions aussi économiques et régulières que possible ;

6° Sous réserve des exigences relatives à la qualité des combustibles à recevoir, les besoins en charbons importés doivent être couverts en priorité par des produits n'exigeant pas de devises fortes, ensuite par des produits exigeant le minimum de devises dans le cadre d'accords commerciaux à passer avec les pays qui accepteraient des contreparties d'exportations de produits français;

7° Quel que soit le régime futur de la Sarre, il importe que la France conserve la disposition des tonnages de charbon sarrois indispensables à son économie, notamment des charbons gras aptes à la cokéfaction; lesdits charbons doivent, d'autre part, être payables en francs;

8° En vue d'amortir les variations de prix des charbons importés auxquels, en l'état actuel des prévisions, nous devrions avoir recours pendant les années à venir, il y a lieu de faciliter, pour les quantités minima présumées indispensables, la conclusion de contrats de longue durée, tant avec les exportateurs qu'avec les armateurs;

9° Une politique de développement du stockage, notamment près des lieux de consommation, doit être encouragée par des facilités de crédits appropriées, en vue d'atténuer l'effet des variations de la conjoncture, de l'hydraulicité ou des difficultés éventuelles de transport;

10° Les programmes de construction de centrales thermiques doivent avoir une ampleur suffisante pour absorber les bas-produits des mines;

11° Etant donné notre pénurie structurelle en coke, la production de coke sidérurgique, à partir des produits de nos mines, doit être rapidement développée et l'économie française encouragée à s'assurer des bases complémentaires d'approvisionnement à l'étranger.

Dans le même sens, des mesures doivent continuer à être prises dans tous les domaines, spécialement dans les secteurs de grosse consommation, tels que la traction ferroviaire, les centrales thermiques, le chauffage industriel, etc., pour supprimer progressivement les consommations non appropriées de charbons cokéfiables. Toutes démarches utiles doivent être entreprises auprès des gouvernements des pays voisins, en vue de généraliser l'application des mesures précitées.

Electricité.

1° L'objectif de production d'électricité en 1960-1961 doit être porté, au minimum, à 80 milliards de kWh, et la base communément admise du doublement décennal semblant à l'heure actuelle insuffisante, les objectifs de production devraient être fixés à 110 milliards de kWh pour 1965-1966 et vraisemblablement à un taux supérieur à 220 milliards de kWh en 1975-1976;

2° Dans la répartition des productions entre énergie thermique et énergie hydraulique, il y a lieu, sans se laisser lier par un coefficient rigide, de tenir compte au cours des vingt prochaines années, eu égard aux perspectives de développement de l'énergie nucléaire, de l'intérêt que présente l'équipement, à un rythme suffisant, des sites hydrauliques économiquement exploitables et de l'aptitude des usines-réservoirs à fournir de l'énergie de pointe, complément nécessaire à l'énergie de base que produiront les centrales nucléaires;

3° Il est essentiel de procéder à des réalisations continues et d'éviter toute rupture dans les travaux, en vue d'adapter durablement les moyens de fabrication aux programmes et de favoriser une normalisation et une spécialisation plus poussées;

4° En matière d'équipement hydraulique, la préférence doit aller aux opérations mixtes intéressant simultanément l'irrigation des terres et l'aménagement du territoire (navigation, contrôle des flots).

Toutefois, l'imputation des charges communes à ces différents objets devra être équitable, et ne devra pas conduire, en tout état de cause, à un relèvement du coût de l'énergie;

5° En matière d'équipement thermique, la priorité doit être attribuée aux centrales utilisant des charbons inférieurs, de catégories non marchandes, et des lignites. Mais la construction de groupes faisant appel soit à des techniques nouvelles (turbines à gaz), soit à d'autres combustibles, n'en est pas moins opportune;

6° Une attention particulière doit être portée à l'état de ceux des réseaux dont l'insuffisance, notamment dans les campagnes, et la vétusté nuisent à une utilisation économique de l'énergie électrique. Les retards pris dans les travaux de réfection et d'expansion doivent être rattrapés.

Toutes dispositions devront également être prises pour que le développement du réseau de transport accompagne celui des moyens de production, de telle manière que soient réalisées toutes les économies nécessaires, tant en ce qui concerne les pertes en ligne que le facteur de puissance ;

7° La politique tarifaire ne devant pas susciter des emplois antiéconomiques de l'énergie, mais devant favoriser l'accroissement de la demande dans les directions où l'électricité est compétitive et dans celles qui demandent les moindres investissements de mise en œuvre, une tarification rationnelle, tenant compte des prix de revient, doit comporter une large ouverture des tarifs et une différenciation des utilisateurs selon la modulation de leur consommation, le niveau de garantie qu'ils demandent dans la fourniture de l'énergie, l'efficacité de leurs efforts en vue d'améliorer le rendement de leur alimentation et de répondre aux conditions optima de desserte ;

8° Les échanges d'énergie électrique avec les pays voisins doivent être développés dans toute la mesure où ils seront rentables du fait de la compensation des courbes de charges des différents pays, de la réduction de la puissance installée totale ainsi que de la meilleure utilisation de nos centrales, et ce, sans compromettre la sécurité de notre alimentation.

(1) Ce vote a été acquis au scrutin public par 155 voix et 2 abstentions (voir le résultat en annexe, scrutin n° 3).

(2) La fin de la phrase « et une prise en charge, etc. » a été ajoutée au texte de la commission à la suite de la présentation par M. Willame, au nom du groupe des travailleurs C. F. T. C., d'un amendement tendant à compléter ce paragraphe par: « L'Etat assurant une partie de la couverture des cotisations sociales comme cela est fait par certains pays de la C. E. C. A. ».

Pétrole

1° L'effort déjà important et en progression appliqué aux recherches de pétrole et de gaz naturel dans la métropole et les territoires d'outre-mer, effort seul capable de nous assurer du pétrole brut ne nécessitant aucune sortie de devises et de garantir la sécurité de nos approvisionnements, doit être encore et par priorité intensifié.

En conséquence, il est nécessaire d'accélérer la formation de techniciens et de faciliter la création et l'équipement de nouvelles entreprises spécialisées dans la recherche et le forage;

2° La politique d'achat du pétrole brut à l'extérieur doit être orientée en vue d'assurer la sécurité de nos approvisionnements avec le minimum de sorties de devises;

3° La flotte pétrolière française doit être accrue et son exploitation encouragée de façon à permettre le transport du maximum de tonnages sous pavillon français à des prix non supérieurs à ceux pratiqués sous d'autres pavillons;

4° Le raffinage sur le sol de la métropole et des territoires d'outre-mer doit être développé et adapté de façon à faire face constamment aux besoins de l'économie de l'Union française, dans le cadre de la politique générale de l'énergie, définie au présent avis, et avec le souci de l'économie de devises (1).

Devront être en outre exploitées toutes les possibilités d'obtenir des devises par le traitement à façon du pétrole brut pour compte étranger et par l'exportation de produits raffinés.

Gaz.

1° La politique d'équipement de cokeries nouvelles, sur les lieux de production de la houille ou de la fonte, consécutive à l'augmentation des besoins de l'industrie sidérurgique, a pour effet le développement du transport du gaz à grande distance; mais cette politique implique que les conditions économiques de la cokéfaction soient telles que le gaz de cokerie améliore la compétitivité du gaz, tant dans les usages industriels que domestiques;

2° Le gaz de Lacq doit concourir à l'expansion économique du pays dans des conditions de production, de transport, de distribution et de tarification permettant notamment l'installation, dans la région du Sud-Ouest et les régions avoisinantes, de nouvelles industries, tout en développant la capacité et la puissance compétitive des entreprises existantes et en assurant aux meilleures conditions les besoins des usagers des campagnes et des villes.

Energie nucléaire.

1° Un large programme de recherches et de réalisations nucléaires doit être mis en œuvre en vue de combler le plus tôt possible le déficit prévisible, au cours des prochaines années, des autres sources d'énergie, et de contribuer, au plus tôt, à l'abaissement du prix de revient de l'énergie, en assurant toutes les protections contre les dangers que la radioactivité pourrait faire courir aux personnes en contact avec les matières radioactives et à la population en général (2);

2° Les crédits affectés à l'équipement atomique, la formation de techniciens nécessaires, sont insuffisants comparés à l'effort des grandes puissances mondiales.

Notre effort dans ce domaine doit être rapidement augmenté.

(1) Un amendement présenté par M. Le Brun, au nom du groupe des travailleurs C. G. T., a été rejeté au scrutin public par 67 voix contre 64 et 17 abstentions (voir le résultat en annexe, scrutin n° 1). Cet amendement tendait à ajouter, après le premier alinéa, le texte suivant: « En particulier, les raffineries de droit français sur le sol de la France et des P. O.-M. seront tenues de traiter par priorité: d'abord tous pétroles bruts extraits en France et dans les P. O.-M., ensuite tous pétroles bruts pouvant être importés de tous pays producteurs sans débours de devises, enfin ceux qui seraient importés avec le minimum de devises ».

(2) La fin du paragraphe « en assurant toutes les protections, etc. » a été ajoutée au texte de la commission à la suite de la présentation par M. Willame, au nom du groupe des travailleurs C. F. T. C., d'un amendement tendant à compléter ce paragraphe de la façon suivante: « Il importe de développer au maximum toutes observations, études et recherches et tous travaux de nature à assurer une protection totale, tant des travailleurs des centrales nucléaires que des populations voisines ou lointaines, contre tous dangers qui pourraient, à plus ou moins long terme, affecter leur santé ou celle de leur descendance ».

Sources d'énergie subsidiaires.

1° Les travaux et recherches dans tous les domaines nouveaux doivent être encouragés, en particulier: énergie marémotrice, énergie solaire, énergie éolienne;

2° Doit être encouragée également l'élaboration de techniques nouvelles destinées à tirer un plus large parti de nos ressources naturelles.

Dans l'éventualité d'un retour à une situation de pénurie, il est prudent de continuer ou de reprendre certains essais, de maintenir certaines usines pilotes à base de carburants nationaux secondaires;

3° Dans le même ordre d'idées, doivent être améliorées les conditions générales de l'exploitation forestière en vue de l'abaissement du prix de revient du bois et de son transport et le développement des recherches et initiatives en vue de rationaliser et développer son utilisation tant comme combustible domestique que comme source d'énergie.

B. — En ce qui concerne l'ensemble des secteurs

1° Les initiatives tendant à favoriser l'utilisation rationnelle des combustibles et de l'énergie par l'adaptation des appareils d'utilisation doivent être encouragées par l'octroi de crédits, en vue de faciliter les modifications, modernisations et remplacements des installations de mauvais rendement (1);

2° Des objectifs de production et les moyens de réalisation doivent être définis, pour les diverses catégories d'énergie, aux étapes considérées de 1965 et de 1975.

Des lois-programme, assorties de modalités de financement de payement, doivent garantir, sur plusieurs années, la sécurité du financement et, partant, la continuité nécessaire dans l'exécution du programme;

3° En principe, doivent être exclues toutes mesures discriminatoires susceptibles de conduire à des distorsions dans l'emploi des diverses formes d'énergie concurrentes; en particulier, le choix des consommateurs ne doit pas être faussé par l'existence de parités ou de disparités arbitraires de prix;

4° Des exceptions temporaires à la règle précédente peuvent être justifiées:

a) En vue de ménager les transitions dans le passage d'une source d'énergie à une autre, ou d'éviter une régression momentanée de la production charbonnière nationale à laquelle il importe de maintenir des débouchés réguliers, en fonction des objectifs qui lui ont été fixés;

b) En présence d'une aggravation du déséquilibre de notre balance des comptes ou d'une grave pénurie de devises;

5° La politique tarifaire doit tendre vers une modulation aussi poussée que possible, compte tenu du prix de revient de l'énergie et de tous les autres éléments du problème;

6° La politique fiscale ne doit, en aucun cas, tendre à reporter sur la consommation d'énergie sous toutes ses formes, par le jeu de taxes spécifiques, une partie du poids des impôts indirects, mais doit être orientée, au contraire, dans toute la mesure du possible, vers une détaxation générale de l'énergie (2).

En outre, il importe de remédier à la rigidité des charges financières supportées par l'Electricité de France et le Gaz de France, en transformant une partie des prêts du F. M. E. en dotation en capital, comme il est également prévu pour les houillères françaises.

(1) Un amendement présenté par M. Dumontier a été rejeté à main levée.

Cet amendement tendait à remplacer ce paragraphe par le texte suivant:

« Il doit être procédé à une détection systématique des économies en matière d'énergie; toutes initiatives dans ce domaine doivent être encouragées, c'est ainsi que:

« Des facilités (octroi de crédits par exemple) doivent être accordées aux utilisateurs en vue de moderniser et de remplacer des installations de chauffe de mauvais rendement;

« Toutes mesures propres à réduire nos consommations de charbon, comme l'électrification des chemins de fer, doivent être régulièrement poursuivies et activées;

« D'une manière plus générale, il doit être défini une politique des transports qui, compte tenu des besoins inéluctables, tende vers la consommation minimum d'énergie. »

(2) Un amendement présenté par M. Stoll a été rejeté au scrutin public par 101 voix contre 8 et 42 abstentions (voir le résultat en annexe, scrutin n° 2). Cet amendement tendait à supprimer le premier alinéa et à conserver l'alinéa suivant dans sa forme actuelle en supprimant les mots « en outre » au début du texte.

ANNEXE

SCRUTIN N° 1

Sur l'amendement présenté par M. Le Brun au nom du groupe des travailleurs C. G. T. tendant à compléter le premier alinea du paragraphe 4 du chapitre Pétrole.

Nombre de votants	148
Ont voté pour	64
Ont voté contre	67
Se sont abstenus	17

Le Conseil économique n'a pas adopté.

Ont voté pour (64).

Groupe de l'agriculture. — MM. Blaise (F. O.), Carroué (C. G. T.), Haniquaut (C. F. T. C.).

Groupe de l'artisanat. — MM. André, Boulland, Canonville, Chopin, Dallant, Lecœur, Levieux, Ouvière, Ressicaud, Séné.

Groupe de la pensée française. — MM. Branger, Byé, Dumontier, May, Philip, Sauvy, Soula.

Groupe des sinistrés. — M. Aroud.

Groupe des travailleurs:

C. F. T. C. — MM. Bouladoux, Braun, Cade, Espéret, Levard, Liénart, Mayoud, Paillieux, Reynaud, Mlle Tribolati, MM. Vandenbussche, Vansieleghem.

C. G. T. — MM. Bouchaud, Brard, Duret, Furst, Mme Joannès, MM. Le Brun, Leriche, Leroy (André), Marion, Monjauvis, Racamond, Ruiz, Subreville.

C. G. T.-F. O. — MM. Babau, Beyaert, Bomal, Bothereau, Charlot, Cucuel, Degris, Delamarre, Goudy, Lafond, Neumeyer, Peeters, Richard.

C. T. indépendants. — M. Dewez.

Groupe de l'Union française. — MM. Djibo (C. G. T.), Monthé, N'Diaye (C. G. T.-F. O.), Rakotobé (C. F. T. C.).

Ont voté contre (67).

Groupe de l'agriculture. — MM. d'Andlau, Barré, Bidau, Bohuon, Bonjean, Bouchard, Chatras, Chauvin, Chégut, Collet, Deleau (Jean), Desbarats, du Douet de Graville, Ferré, Forget, Gauthier, Génin, Guellati, Guy-Charon, Hadengue, Havard, Lacaille, Lepicard, Lequertier, Milhau, Nové-Josserand, Robin, Rousse, Tardy, Uchard, Van Graefschepe.

Groupe des associations familiales. — MM. Dary, Houist, Leroy (Louis), de Loynes, Mabit, Noddings, Mme Picard, M. Vinot.

Groupe des classes moyennes. — M. Millot.

Groupe des coopératives. — MM. Antoni, Benoist, de Laulanié, Harasse, Schatz, Viaux-Cambuzat.

Groupe des entreprises privées: entreprises commerciales. — MM. Barlangue, Chauchard, Goudaert, Laguionie, Lemaire-Audoire.

Entreprises industrielles. — MM. Cagniard, Charvet, Desse, Dumont, Garnier, Kruger, Mayolle, Meunier, Trocmé.

Groupe des sinistrés. — M. Barat.

Groupe des travailleurs: C. T. intellectuels. — M. Wolff.

Groupe de l'Union française. — MM. Bellanger, Bouruet-Aubertot, Carré, Jourdain, Poilay.

Se sont abstenus (17).

Groupe des activités diverses. — MM. Colleville, Compeyrot, Montfajon.

Groupe des entreprises privées:

Entreprises commerciales. — MM. Deleau (Gustave), Demmerlé, Paquette, Stoll.

Entreprises industrielles. — MM. Auberger, Defond, Gingembre, Pisson, Rogliano.

Groupe des travailleurs: C. G. C. — MM. Gondouin, Hervouet, Le Ferme, Malterre.

Groupe de l'Union française. — M. Bicheron (C. G. C.).

SCRUTIN N° 2

Sur l'amendement présenté par M. Stoll, tendant à la suppression du 1er alinéa du § 6° (politique fiscale) de la section relative à l'ensemble des secteurs.

Nombre de votants	151
Ont voté pour	8
Ont voté contre	101
Se sont abstenus	42

Le Conseil économique n'a pas adopté.

Ont voté pour (8).

Groupe de l'artisanat. — MM. Dallant, Séné.

Groupe des entreprises privées:

Entreprises commerciales. — MM. Deleau (Gustave), Demmerlé, Paquette, Stoll.

Entreprises industrielles. — MM. Defond, Gingembre.

Ont voté contre (101).

Groupe des activités diverses. — MM. Colleville, Compeyrot, Montfajon.

Groupe de l'agriculture. — MM. Blaise (F. O.), Carroué (C. G. T.), Haniquaut (C. F. T. C.).

Groupe de l'artisanat. — MM. André, Canonville, Chopin, Lecœur, Levieux, Ouvière, Ressicaud.

Groupe des associations familiales. — MM. Dary, Houist, Leroy (Louis), de Loynes, Mabit, Noddings, Mme Picard, M. Vinot.

Groupe des classes moyennes. — M. Millot.

Groupe des coopératives. — MM. Antoni, Harasse, Gaussel.

Groupe des entreprises nationalisées. — MM. Bour, Ferlet, Le Hénaff, Verret.

Groupe des entreprises privées: entreprises commerciales. — MM. Goudaert, Lemaire-Audoire.

Entreprises industrielles. — MM. Auberger, Charvet, Desse, Dumont, Mayolle, Meunier, Rogliano, Trocmé.

Groupe de la pensée française. — MM. Byé, Dumontier, May, Philip, Sauvy, Soula.

Groupe des sinistrés. — M. Aroud.

Groupe des travailleurs C. G. C. — MM. Gondouin, Hervouet, Le Ferme, Malterre.

C. F. T. C. — MM. Bouladoux, Braun, Cade, Espéret, Levard, Liénart, Mayoud, Paillieux, Reynaud, Mlle Tribolati, MM. Vandenbussche, Vansieleghem, Willame.

C. G. T. — MM. Bouchaud, Brard, Duret, Fürst, Mme Joannès, MM. Le Brun, Leriche, Leroy (André), Marion, Monjauvis, Racamond, Ruiz, Subreville.

C. G. T.-F. O. — MM. Babau, Beyaert, Bomal, Bothereau, Charlot, Cucuel, Degris, Delamarre, Goudy, Lafond, Neumeyer, Peeters, Richard.

C. T. indépendants. — M. Dewez.

C. T. intellectuels. — M. Wolff.

Groupe de l'Union française. — MM. Bellanger, Bicheron (C. G. C.), Bouruet-Aubertot, Carré, Djibo (C. G. T.), Jourdain, Monthé, N'Diaye (C. G. T.-F.-O.), Poilay, Rakotobé (C. F. T. C.).

Se sont abstenus (42).

Groupe de l'agriculture. — MM. d'Andlau, Barré, Bidau, Bohuon, Bonjean, Bouchard, Chatras, Chauvin, Chégut, Collet, Deleau (Jean), Desbarats, du Douet de Graville, Ferré, Forget, Gauthier, Génin, Guellati, Guy-Charon, Hadengue, Havard, Lacaille, Lepicard, Lequertier, Milhau, Nové-Josserand, Robin, Rousse, Tardy, Uchard, Van Graefschepe.

Groupe des coopératives. — MM. Benoist, de Laulanié, Schatz, Viaux-Cambuzat.

Groupe des entreprises privées: entreprises commerciales. — M. Chauchard.

Entreprises industrielles. — MM. Cagniard, Garnier, Kruger, Pisson.

Groupe de la pensée française. — M. Branger.

Groupe des sinistrés. — M. Barat.

SCRUTIN N° 3

Sur l'ensemble du projet d'avis.

Nombre de votants.............................. 153

Ont voté pour.................. 151

Se sont abstenus................ 2

Le Conseil économique a adopté:

Ont voté pour (151).

Groupe des activités diverses. — MM. Colleville, Compeyrot, Montfajon.

Groupe de l'agriculture. — MM. d'Andlau, Barré, Bidau, Bohuon, Blaise (F. O.), Bonjean, Bouchard, Carroué (C. G. T.), Chatras, Chauvin, Chégut, Collet, Deleau (Jean), Desbarats, du Douet de Graville, Ferré, Forget, Gauthier, Génin, Guellati, Guy-Charon, Hadengue, Haniquaut (C. F. T. C.), Havard, Lacaille, Lepicard, Lequertier, Milhau, Nové-Josserand, Robin, Rousse, Tardy, Uchard, Van Graefschepe.

Groupe de l'artisanat. — MM. André, Boulland, Canonville, Chopin, Dallant, Lecœur, Levieux, Ouvière, Ressicaud, Séné.

Groupe des associations familiales. — MM. Dary, Houist, Leroy (Louis), de Loynes, Mabit, Noddings, Mme Picard, M. Vinot.

Groupe des classes moyennes. — M. Millot.

Groupe des coopératives. — MM. Antoni, Benoist, de Laulanié, Harasse, Gaussel, Schatz, Viaux-Cambuzat.

Groupe des entreprises nationalisées. — MM. Bour, Ferlet, Le Hénaff, Verret.

Groupe des entreprises privées: entreprises commerciales. — MM. Barlangue, Chauchard, Deleau (Gustave), Demmerlé, Goudaert, Laguionie, Lemaire-Audoire, Paquette, Stoll.

Entreprises industrielles. — MM. Auberger, Cagniard, Charvet, Defond, Dumont, Garnier, Gingembre, Kruger, Mayolle, Meunier, Pisson, Rogliano, Trocmé.

Groupe de la pensée française. — MM. Branger, Byé, Dumontier, Philip, Soula.

Groupe des sinistrés. — MM. Aroud, Barat.

Groupe des travailleurs. — C. G. C. — MM. Gondouin, Hervouet, Le Ferme, Malterre.

C. F. T. C. — MM. Bouladoux, Braun, Cade, Espéret, Levard, Liénart, Mayoud, Paillieux, Reynaud, Mlle Tribolati, MM. Vandenbussche, Vansieleghem, Willame.

C. G. T. — MM. Bouchaud, Brard, Duret, Furst, Mme Joannès, MM. Le Brun, Leriche, Leroy (André), Marion, Monjauvis, Racamond, Ruiz, Subreville.

C. G. T.-F. O. — MM. Babau, Beyaert, Bomal, Bothereau, Charlot, Cucuel, Degris, Delamarre, Goudy, Lafond, Neumeyer, Peeters, Richard.

C. T. indépendants. — M. Dewez.

C. T. intellectuels. — M. Wolff.

Groupe de l'Union française. — MM. Bellanger, Bicheron (C. G. C.), Bouruet-Aubertot, Carré, Djibo (C. G. T.), Jourdain, Monthé, N'Diaye (C. G. T.-F. O.), Poilay, Rakotobé (C. F. T. C.).

Se sont abstenus (2).

Groupe de la pensée française. — MM. May, Sauvy.

Paris. — Imprimerie des Journaux officiels, 31, quai Voltaire.

ANNEXE AU RAPPORT

présenté par M. Mayolle, président de la commission de la production industrielle, sur la politique énergétique de la France.

Etude de la politique énergétique de l'Allemagne occidentale, du Canada, des Etats-Unis d'Amérique, de la Grande-Bretagne, de l'Italie, de la Suisse, de l'Union soviétique.

Compte rendu des missions d'information effectuées par la commission de la production industrielle du Conseil économique.

A la suite de l'avis formulé par le Conseil économique dans sa séance du 22 juillet 1952 sur les économies d'énergie, le bureau a décidé de demander à la commission de la production industrielle d'organiser des missions d'information dans certains pays étrangers — intéressant directement la France en raison soit de leur proximité géographique, soit du développement rapide de leurs ressources énergétiques — pour étudier leur situation énergétique en vue de déterminer de quelle façon notre pays pourrait combler ou atténuer le plus économiquement possible le déficit de ses échanges d'énergie.

Ces missions se sont ainsi rendues, entre les mois d'octobre 1953 et septembre 1955, en Suisse, en Allemagne occidentale, aux Etats-Unis, au Canada, en Grande-Bretagne, en Italie et en Union des républiques socialistes soviétiques. Elles ont donc étudié tout particulièrement la politique énergétique de ces pays et notamment leurs investissements: l'enquête a porté sur l'importance des investissements réalisés annuellement pour la recherche, la production et la transformation des diverses formes d'énergie; sur l'appréciation de la rentabilité de ces investissements du point de vue des pouvoirs publics et du point de vue de l'entreprise privée; sur le coût des différentes installations énergétiques, notamment des centrales thermiques et hydrauliques; sur l'origine des investissements et le régime fiscal auquel ils sont soumis.

Par ailleurs, les problèmes suivants ont également retenu l'attention des missions: l'adaptation de la production à la consommation dans le passé, et leur évolution probable dans l'avenir (les réserves de chaque pays dans les diverses sources énergétiques et les projets d'équipement), la structure de ces industries, etc.

En outre, une attention particulière a été portée à l'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire qui constitue une quatrième source d'énergie d'importance capitale.

Les missions ont recueilli sur tous ces sujets une documentation importante, qui est analysée dans ce rapport.

Celui-ci est divisé en sept parties, consacrées respectivement aux missions effectuées dans chacun des pays visités dans l'ordre chronologique:

Première partie: la Suisse.
Deuxième partie: l'Allemagne occidentale.
Troisième partie: les Etats-Unis.
Quatrième partie: le Canada.
Cinquième partie: la Grande-Bretagne.
Sixième partie: l'Italie
Septième partie: l'Union des républiques socialistes soviétiques.

PREMIERE PARTIE

La Suisse.

SOMMAIRE

	Pages.
INTRODUCTION	2
CHAPITRE Ier. — *Aperçu sur la situation énergétique de la Suisse.*	2
CHAPITRE II. — *L'électricité:*	
§ 1. — La consommation	3
§ 2. — La production	4
a) Conditions juridiques de production	4
b) Répartition	5
c) Evolution	5
§ 3. — Le financement et le coût des centrales	6
a) Les centrales hydrauliques	8
b) Les centrales thermiques	8
§ 4. — Prix de l'électricité et situation financière des entreprises d'électricité	8
§ 5. — Les salaires dans l'industrie électrique	9
ANNEXE I. — Coût de l'énergie en Suisse	10
ANNEXE II. — Différentes méthodes d'évaluation de la consommation d'énergie	12

INTRODUCTION

La première mission du Conseil économique a été consacrée à la Suisse. Elle a pu, dans un très court délai, obtenir des renseignements précis et une documentation complète.

La mission tient à exprimer sa très vive gratitude à l'ambassade de France à Berne, qui a apporté son entier concours à l'organisation et l'exécution de cette mission.

Elle tient à exprimer toute sa reconnaissance aux personnalités suisses des secteurs public, industriel et syndical, qui lui ont réservé un accueil chaleureux et fourni spontanément tous les renseignements qu'elle souhaitait.

La mission a quitté Paris le mercredi 28 octobre 1953.

Elle était composée de:

Chef de mission: M. Mayolle.

Membres: MM. Bour, Cade, Le Brun, Richard, Taïx, Uchard.

Elle était accompagnée de M. Kespi, chargé de mission au Conseil économique.

Le programme de la mission a été le suivant:

Jeudi 29 octobre 1953: Berne.

Entretiens avec M. Emch, vice-directeur de l'office fédéral de l'économie électrique;

Avec M. Kuntschen, directeur du service des eaux;

Avec M. Savoie, directeur de la Bernische Kraftwerke A. G. (Société des forces motrices bernoises).

Visite de la centrale hydroélectrique souterraine d'Innertkirchen.

Réception à l'ambassade de France.

Vendredi 30 octobre 1953: Baden.

Entretiens avec:

M. Vodoz, directeur commercial.

M. Seippel, directeur technique.

M. Kerez, ingénieur en chef de la Société Brown-Boveri and C°.

Visite de cette société.

Visite de la centrale thermique à turbine à gaz de Beznau (appartenant à la Société anonyme des forces motrices du Nord-Est de la Suisse).

Entretiens avec:

M. Niesz, président du comité national suisse de la conférence mondiale de l'énergie et directeur de la Société Colombus-Motor.

M. Leresche, ingénieur de cette société.

Samedi 31 octobre:

Entretiens avec:

M. Luthi, directeur du cartel de l'énergie de la fédération suisse du personnel des services publics U. S. S.

M. Cardinaud, membre de ce cartel.

Entretiens avec:

M. Frymann, président de l'Union des centrales suisses d'électricité et directeur des usines d'électricité de la ville de Zürich;

Et M. Fröhlich, directeur à l'Union des centrales suisses d'électricité.

CHAPITRE I^er^

APERÇU SUR LA SITUATION ENERGETIQUE DE LA SUISSE

Bien que totalement démunie de sources d'énergie autres que la houille blanche, la Suisse a une consommation d'énergie par habitant supérieure à celle de la France:

(En 1952, équivalents-charbon, tonnes par habitant.)

Suisse: 2,5; France: 2,3; Allemagne occidentale: 3,2; Grande-Bretagne: 4,6; Italie: 0,8 (équivalences O. E. C. E.).

Les disponibilités actuelles.

La production intérieure de combustibles solides et liquides est nulle en période d'activité normale, si l'on excepte le bois, richesse nationale.

La Suisse possède des gisements d'anthracite dans le Valais et de lignite et de charbon schisteux dans les Préalpes. Mais leur exploitation n'est mise en œuvre que dans les périodes où les importations de combustibles deviennent très difficiles.

Pendant la dernière guerre, la Suisse a tiré un grand parti de ces réserves lorsque ses importations de combustibles se sont trouvées à peu près entièrement arrêtées.

En 1938, les importations de charbon se sont élevées à 2,2 millions de tonnes, celles de coke à 0,9 million de tonnes et celles de produits pétroliers à 0,5 million de tonnes. En 1952, les importations ont été respectivement de 2 millions de tonnes pour le charbon, 0,6 million de tonnes pour le coke et 1,3 million de tonnes pour les produits pétroliers.

En 1938, la consommation de charbon se répartissait ainsi entre les différentes branches:

Industrie	33 p. 100.
Consommation domestique et artisanale	40 —
Transports	5 —
Usines à gaz	22 —

Les produits pétroliers sont utilisés essentiellement pour l'alimentation des moteurs d'automobiles, dans l'industrie métallurgique, ainsi que pour le chauffage des locaux concurremment avec le charbon; le chauffage central au mazout se développe de plus en plus. Une très faible part des combustibles importés, de l'ordre de 50.000 tonnes par an, est utilisée pour l'alimentation des centrales thermiques (Diesel, turbines à vapeur ou à gaz) et seulement lorsque la production d'énergie hydroélectrique est insuffisante.

En raison de son régime économique libéral, le Gouvernement suisse n'a pas, à proprement parler, une « politique énergétique ». Il peut seulement agir sur la consommation au moyen des droits de douane; encore ces droits de douane ne peuvent-ils être très importants si la majorité des industriels y est hostile. La réduction des importations est souvent opérée grâce à une entente amiable des consommateurs.

Les droits de douane sur les combustibles sont actuellement les suivants:

Extrait du tarif douanier suisse.

POSITION	LIBELLE	TAUX du droit. — Pour 100 kg.
		Fr. S.
643 a	Houille	0,10
644	Lignite	0,10
645	Coke	0,10
	Briquettes de tout genre:	
646 a	De houille	0,10
646 b	Autres	0,10
643 b	Résidus de pétrole pour chauffage, sous réserve des mesures de contrôle	0,30
1..65 b	Benzine et benzol pour moteurs	26,50
1.126	Pétrole pour usages autres que pour moteurs	3
1.026 a	Pétrole pour moteurs	16
1.127	Succédanés du pétrole pour usages autres que pour moteurs	3
1.127 a	Succédanés du pétrole pour moteurs	16

En 1938, les importations d'énergie se sont élevées à 173,8 millions de francs, soit 11 p. 100 des importations totales, les exportations d'énergie électrique étant de 20 millions, soit 1,5 p. 100 du produit total des exportations dites visibles. En 1951, les importations d'énergie étaient de 581,3 millions de francs suisses (soit moins de 10 p. 100 du total), alors que les exportations nettes d'électricité étaient de 13 millions de francs suisses seulement.

La richesse du pays est due essentiellement à son équipement hydroélectrique, favorisé par les conditions naturelles.

Lors de notre entretien avec les dirigeants du service fédéral des eaux et de l'office fédéral de l'économie électrique, il nous a été précisé que les sites naturels pouvant être équipés d'une façon rentable pourraient fournir une production estimée à 28 milliards de kilowatts-heure (sur un total de 120 à 140 milliards de kilowatts-heure théoriquement productibles, si l'on tient compte de tout le ruissellement). Les installations actuelles ont permis en 1952 une production hydraulique de 12,6 milliards de kilowatts-heure (la production thermique a été de 130 millions de kilowatts-heure, soit 1 p. 100 de la production totale).

Les disponibilités d'énergie se répartissent, en 1952, entre les différentes sources, de la façon suivante:

1. *Total.*

ENERGIE	MILLIONS DE TONNES ou milliards de kWh.	ÉQUIVALENCE en millions de tonnes de houille (1) (2).
Electricité hydraulique	11,9	7,14
Charbon	1,95	1,95
Coke	0,65	0,585
Produits pétroliers	1,3	1,95
Total énergie		11,625

(1) Taux d'équivalence des diverses formes d'énergie (Annuaire statistique des Nations-Unies 1951): 1 tonne de coke = 0,9 tonne de houille; 1 tonne d'essence, fuel, kérosène = 1,5 tonne de houille; 1.000 kWh = 0,6 tonne de houille.

(2) Voir en annexe II une note sur les coefficients d'équivalence.

2. *Par habitant* (population de la Suisse: 4.715.000 habitants).

ENERGIE	TONNES ou milliers de kWh.	EQUIVALENCE en tonnes de houille (1).	POURCENTAGE
Electricité hydraulique...	2,523	1,514	61,4
Charbon	0,414	0,414	16,8
Coke	0,138	0,124	5,0
Produits pétroliers.......	0,276	0,414	16,8
Total énergie........		2,466	100

(1) Taux d'équivalence des diverses formes d'énergie (Annuaire statistique des Nations-Unies 1951): 1 tonne de coke = 0,9 tonne de houille; 1 tonne d'essence, fuel, kérosène = 1,5 tonne de houille; 1.000 kWh = 0,6 tonne de houille.

M. Niesz, président du comité suisse de la conférence mondiale de l'énergie, nous a également indiqué que l'augmentation annuelle moyenne de la demande d'énergie est estimée, pour les années à venir, et en période normale, à 2 p. 100 par an (1,5 p. 100 par habitant, 0,5 p. 100 d'accroissement annuel de la population). Cette tendance est inégale selon les formes d'énergies:

Electricité	4 p. 100.
Charbon	0 —
Produits pétroliers	5 —
Gaz	1 —
Bois	0 —

Perspectives d'avenir: l'énergie atomique.

Les personnalités suisses du secteur de l'énergie espèrent que, dans quelques décades, lorsque la mise en valeur de ses forces hydrauliques s'approchera de son achèvement, la Suisse pourra éviter d'importer davantage de combustibles et de retomber ainsi dans une dépendance plus grande de l'étranger. Les spécialistes assurent que la technique de la production d'électricité dans des centrales thermiques utilisant l'énergie de la réaction nucléaire pourrait atteindre avant la fin du siècle un développement permettant de mettre en service des centrales atomiques de grande puissance. Jusque-là, il faudra toutefois fournir encore un immense travail systématique, tant en recherches scientifiques qu'en essais de réalisations constructives.

Quelques pays, dont les Etats-Unis et aussi le Canada, l'Angleterre, la France et la Norvège, possèdent déjà des réacteurs nucléaires. En Angleterre, on utilise la chaleur produite, aux Etats-Unis, on produit même déjà de l'énergie électrique avec un turbo-groupe à vapeur de quelques centaines de kW. D'autres pays préparent des installations semblables. La Suisse ne possède pas de gisements d'uranium. Par contre, elle peut offrir en compensation aux pays qui disposent d'uranium quelque chose d'essentiel: le travail particulièrement qualifié de ses savants, ingénieurs, techniciens et ouvriers, ainsi que l'échange des expériences qu'elle aura faites dans ses propres stations d'essais.

La commission suisse pour l'énergie atomique projette de construire et d'exploiter un réacteur expérimental. C'est la seule façon pour ce pays de pouvoir rattraper un peu l'avance qu'ont les autres dans la technique de l'énergie atomique. C'est aussi le seul moyen d'éviter que son alimentation en énergie ne vienne à tomber dans la dépendance de puissantes centrales atomiques étrangères.

Ce premier réacteur suisse est calculé pour une puissance thermique de 10.000 kW environ; une partie de la chaleur pourra plus tard être utilisée pour la production d'électricité.

Le coût de cette installation est évalué à 20 millions de francs.

CHAPITRE II

L'ELECTRICITE

§ 1er. — La consommation.

L'énergie électrique a joué, en Suisse, un rôle de plus en plus important dans le développement de la vie économique. La consommation a commencé à se développer surtout au cours de la première guerre mondiale, bien que les installations techniques fussent alors insuffisantes, aussi bien pour l'emploi de l'électricité que pour sa production. Au recul de la consommation qui marqua la crise économique de l'après-guerre, succéda l'accroissement provoqué par la période de prospérité. Cet accroissement prit fin en 1930, pour faire place à un nouveau recul, dû à la crise économique mondiale. On enregistra ensuite un développement rapide de la consommation, jusqu'à la veille de la seconde guerre mondiale. Pendant la décade 1940-1950, deux facteurs ont forcé la consommation d'électricité d'une façon tout à fait exceptionnelle: la pénurie et le renchérissement des combustibles pendant la guerre, puis la répercussion de la crise coréenne. (D'ailleurs, des mesures de restriction ont limité la consommaiton pendant la guerre.)

Pour satisfaire cette consommation, les usines ont dû, indépendamment des nouvelles constructions, d'une part, améliorer le facteur d'utilisation, qui est passé de 75 p. 100 en 1936 à plus de 95 p. 100 depuis 1941 (c'est-à-dire que l'utilisation pratiquement totale des centrales est atteinte) et, d'autre part, opérer progressivement une réduction des exportations.

Si l'on admet égale à 100 la consommation en 1930-1931, année où la statistique a commencé, on obtient le tableau suivant qui illustre le développement de cette consommation au cours des années:

Accroissement relatif de la consommation par rapport à 1930-1931.

ANNÉE hydrographique (1).	USAGES domestiques et artisanat.	INDUSTRIE sans chaudières électriques.	TRACTION	TOTAL (pertes comprises).
1930-1931.....	100	100	100	100
1940-1941.....	150	162	150	153
1948-1949.....	290	214	164	228
1949-1950.....	310	209	168	233
1950-1951.....	344	262	185	271
1951-1952.....	373	277	193	290

(1) L'année hydrographique est comprise entre le 1er octobre et le 30 septembre de l'année civile suivante.

Par suite du développement prépondérant du groupe des usages domestiques et de l'artisanat, la part de ce groupe dans l'ensemble de la commission indigène, comparativement à l'année 1930-1931, a fortement augmenté, comme le montre le tableau suivant. Toutefois, l'accroissement très fort des utilisations industrielles depuis 1949-1950 a rendu à ce groupe la première place.

Le comité national suisse de la conférence mondiale de l'énergie entreprend actuellement l'étude de la question de l'économie du chauffage des locaux, pour lequel les consommateurs suisses dépensent 400 millions de francs suisses par an, soit plus du quart des frais totaux d'énergie de toutes sortes.

Par ailleurs, une sous-commission de la commission fédérale des forces hydrauliques s'occupe actuellement de la coordination des diverses formes d'énergie. Les usines à gaz étaient, en effet, très défavorisées pendant la guerre du fait du manque de charbon et se sont ressenties des grands progrès de la cuisine électrique. Il y a actuellement environ 700.000 cuisinières à gaz et 500.000 à l'électricité.

Part de la consommation indigène normale
(sans chaudières électriques) (en pourcentage).

ANNÉE hydrographique.	USAGES domestiques et artisanat.	INDUSTRIE sans chaudière électrique.	TRACTION
1930-1931........	33,7	48,6	17,7
1940-1941........	32,4	50,6	17
1947-1948........	42,4	45	12,6
1949-1950........	44,3	43,1	12,6
1950-1951........	41,8	46,3	11,9
1951-1952........	42,6	45,8	11,6

Pour l'année 1951-1952, les échanges d'énergie avec l'étranger accusent, comme les deux années précédentes, un excédent d'importation en hiver, soit 205 millions de kWh, et un excédent d'exportation en été, soit 866 millions de kWh. En hiver, 3,6 p. 100 de la consommation totale dans le pays ont été couverts par l'excédent d'importation, tandis que 12 p. 100 de la production ont été exportés en été. Déduction faite de l'énergie importée, la Suisse a livré à l'étranger les fractions suivantes de sa production annuelle totale:

1930-1931	1940-1941	1949-1950	1950-1951	1951-1952
20 p. 100.	20 p. 100.	5,6 p. 100.	5,6 p. 100.	5,2 p. 100.

Production et consommation globales d'énergie électrique en Suisse **(en millions de kWh).**

PÉRIODES	PRODUCTION D'ÉNERGIE			TOTAL production et importation.	CONSOMMATION D'ÉNERGIE DANS LE PAYS									ÉNERGIE exportée.
	Hydraulique.	Thermique.	Importée.		Usages domestiques, artisanat.	Traction. C.F.F.	Traction. Autres chemins de fer.	Industrie générale (1).	Applications chimiques, métallurg., thermiques (2).	Chaudières électriques	Pertes et énergie de pompage (3).	Total sans les chaudières électriques et l'énergie de pompage.	Total avec les chaudières électriques et l'énergie de pompage.	
Hiver:														
1930-1931..	2.555	15	8	2.578	597	212	85	377	429	54	330	2.015	2.084	494
1940-1941..	3.839	14	71	3.924	894	327	104	477	671	213	429	2.885	3.115	809
1944-1945..	4.660	4	53	4.717	1.430	315	108	589	655	606	574	3.655	4.277	440
1945-1946..	4.507	10	41	4.558	1.642	352	117	663	617	375	506	3.974	4.362	196
1946-1947..	4.120	96	28	4.244	1.562	355	119	710	650	118	568	3.947	4.082	162
1947-1948..	4.561	60	42	4.663	1.581	369	120	733	776	268	645	4.182	4.492	171
1948-1949..	4.121	161	110	4.392	1.659	354	123	773	673	74	614	4.180	4.270	122
1949-1950..	4.081	145	258	4.484	1.782	360	125	776	589	76	636	4.236	4.344	140
1950-1951..	5.161	45	333	5.539	1.994	409	135	908	908	172	719	5.047	5.245	294
1951-1952 .	5.379	105	493	5.977	2.189	437	144	376	1.050	105	788	5.549	5.689	288
Eté:														
1931......	2.471	8	»	2.479	501	201	60	368	409	101	301	1.841	1.961	518
1941......	4.428	8	20	4.456	754	335	98	467	955	460	470	3.025	3.539	917
1945......	4.934	2	2	4.938	1.240	306	101	564	746	920	617	3.513	4.494	444
1946......	5.553	3	15	5.572	1.342	338	109	659	979	1.028	671	4.040	5.126	446
1947......	5.546	8	24	5.578	1.385	353	113	718	1.196	694	754	4.411	5.213	365
1948......	5.796	9	12	5.817	1.498	349	117	752	1.257	784	789	4.675	5.546	271
1949......	5.446	17	25	5.488	1.528	354	118	729	1.203	429	779	4.586	5.140	348
1950......	6.237	16	33	6.286	1.618	368	117	772	1.175	690	801	4.737	5.541	745
1951......	7.030	11	73	7.114	1.776	402	126	889	1.456	852	808	5.382	6.309	805
1952.. ..	7.204	21	48	7.273	1.897	405	132	876	1.490	682	877	5.582	6.359	914
Année:														
1930-1931..	5.026	23	8	5.057	1.098	413	165	745	838	155	631	3.856	4.045	1.012
1940-1941..	8.267	22	91	8.380	1.648	662	202	944	1.626	673	899	5.910	6.654	1.726
1944-1945..	9.594	6	55	9.655	2.670	621	209	1.153	1.401	1.526	1.191	7.168	8.771	884
1945-1946..	10.060	13	57	10.130	2.984	690	226	1.322	1.596	1.403	1.267	8.014	9.488	642
1946-1947..	9.666	104	52	9.822	2.947	708	232	1.428	1.846	812	1.322	8.358	9.295	527
1947-1948..	10.357	69	54	10.480	3.079	716	237	1.485	2.033	1.052	1.434	8.857	10.038	442
1948-1949..	9.567	178	135	9.880	3.187	708	241	1.502	1.876	503	1.393	8.766	9.410	470
1949-1950..	10.316	161	291	10.770	3.400	728	242	1.548	1.764	766	1.437	8.973	9.885	885
1950-1951..	12.191	56	406	12.653	3.770	811	261	1.797	2.364	1.024	1.527	10.429	11.554	1.099
1951-1952..	12.583	126	541	13.250	4.086	842	276	1.852	2.540	787	1.665	11.131	12.048	1.202

(1) Etablissements soumis à la loi fédérale sur les fabriques et occupant plus de 20 ouvriers.

(2) Etablissements de la catégorie indiquée sous (1) dont la consommation pour les usages en question est supérieure à 200.000 kWh par an.

(3) Sauf pour les usines industrielles; les pertes s'entendent entre l'usine et le point de livraison et, pour la traction, généralement entre l'usine et la ligne de contact. Les pertes de transport entre usine industrielle et fabrique n'ont pas été déterminées.

Source: Office fédéral de l'économie électrique.

En résumé, la consommation n'a que triplé depuis 1930. On constate donc en Suisse une loi de doublement en quatorze ans au lieu de dix ans comme on le constate fréquemment dans d'autres pays. Il se produit une certaine saturation dans plusieurs secteurs, et il est certain que l'accroissement ne poursuivra pas une progression géométrique mais simplement arithmétique. C'est ainsi que les chemins de fer sont électrifiés dans une proportion de 94 p. 100. On ne peut donc attendre une grosse augmentation de consommation de leur part, même si l'intensité du trafic augmentait. Pour certains usages, la saturation sera fatalement réalisée.

Certains estiment que, pour la décade 1950-1960, l'augmentation de la consommation dans le pays, sans les chaudières électriques, sera de moins de 4 milliards de kWh, alors que cette même augmentation a été de 4,5 milliards pendant la décade précédente. Il est possible que la réalisation durable de la politique de l'O. E. C. E. visant une ascension massive de la production, entraîne une augmentation d'autant plus forte. Un tel accroissement pourrait être d'ailleurs satisfait vers 1960 grâce à la réalisation envisagée de l'équipement du Val-Blonio et à l'exécution des prochains travaux de la Grande Dixence.

Cependant, les spécialistes suisses nous ont dit que les forces hydrauliques ne peuvent en aucun cas couvrir la majeure partie des besoins de leur pays en énergie, et qu'il est de ce fait rationnel de réserver la houille blanche aux applications pour lesquelles elle est avantageuse, à l'exclusion des autres.

§ 2. — La production.

Pour satisfaire à cette consommation, la Suisse a fait de gros efforts pour équiper son potentiel hydraulique. Cet équipement a commencé en 1886 mais c'est entre 1919 et 1932 que fut entreprise la construction des grandes stations et des barrages.

Les difficultés résultant de la dernière guerre devaient également entraîner un nouveau développement important des centrales hydroélectriques.

L'évolution de la production électrique totale a été la suivante (en milliards de kWh):

1920	1930	1938	1946	1952
2,8	5,1	7,0	10,1	12,7

a) Conditions juridiques de production

La production et la distribution d'énergie électrique sont assurées en Suisse dans des conditions juridiques très variées qui rappellent l'organisation suédoise. La Confédération helvétique est l'autorité suprême en ce qui concerne l'exploitation de la force hydraulique et elle est chargée par la Constitution de sauvegarder les intérêts publics.

L'administration fait des études qui ne vont pas dans le détail, mais précisent les ressources dont les entreprises peuvent tirer parti. Celles-ci établissent alors leurs projets et soumettent leurs plans à l'appréciation de la Confédération, laquelle doit s'assurer que l'utilisation des ressources et la construction sont rationnelles. En définitive ce sont les entreprises qui décident la construction des usines et permettent ainsi à la production de s'adapter aux besoins.

Ces entreprises ont des statuts juridiques très différents:

1° Les entreprises cantonales de production, transport et distribution ou de simple distribution, organisées en administrations publiques ou en sociétés anonymes;

2° Les entreprises municipales de production, transport et distribution ou de simple distribution, organisées en services publics;

3° Les chemins de fer fédéraux, seule entreprise fédérale de production;

4° Les associations d'entreprises produisant et distribuant le courant à leurs membres ou à des tiers.

La participation des entreprises publiques et privées est la suivante:

ANNÉES	ENTREPRISES PUBLIQUES		ENTREPRISES PRIVÉES	
	Milliers de kW.	Pourcentage.	Milliers de kW.	Pourcentage.
1885	»	»	90	100
1900	33	16,2	172	83,8
1913	167	25,6	285	74,4
1927	795	50,6	778,5	49,4
1945	1.671,5	59,2	1.148,2	40,8

La coopération entre les diverses entreprises électriques est assurée par le département fédéral des postes et des chemins de fer auquel sont rattachés le service fédéral des eaux, créé dans sa forme actuelle en 1926, et l'office fédéral de l'économie électrique créé en 1930. Le premier est chargé de travaux hydrographiques. Le second rassemble les renseignements statistiques, surveille l'exportation d'énergie, examine les projets de construction. Le cas échéant, les commissions fédérales de l'économie hydraulique et des installations électriques peuvent donner des préavis sur les problèmes importants relevant de ces domaines. Notons enfin l'existence de l'union des centrales suisses d'électricité spécialisée dans les questions économiques et juridiques, et l'Association suisse des électriciens, spécialisée dans les questions techniques et industrielles. L'union des centrales suisses d'électricité, qui groupe la quasi-totalité des entreprises, ne peut que faire des recommandations à ses adhérents.

L'approvisionnement de la Suisse en énergie électrique est assuré par des centrales hydrauliques pouvant fournir environ 12,5 milliards de kWh par an répartis à raison de 40 et 45 p. 100 en hiver et 55 à 60 p. 100 en été. La production thermique est très variable d'une année à l'autre puisqu'elle n'intervient qu'accidentellement dans l'économie électrique suisse pour régulariser la production hydraulique dont elle représente moins de 1 p. 100. Les centrales thermiques ne sont que des centrales d'appoint.

b) Répartition

Les aménagements électriques suisses sont répartis dans tout le pays mais très inégalement. C'est ainsi que les installations du Jura suisse sont de petite capacité. En revanche, les installations de plaine sont relativement importantes car elles comptent, en particulier, les usines rhénanes, construites en accord avec l'Allemagne, qui absorbe une partie du courant produit. Les rivières qui traversent le plateau suisse, surtout l'Aar, alimentent également de nombreuses usines, dont la présence s'explique par la proximité des villes consommatrices. A noter, d'ailleurs, que la forte consommation du plateau suisse a entraîné la construction d'un réseau de transport très dense dont les axes essentiels dessinent une sorte d'arc de cercle de Genève à Lausanne vers Berne et Zurich. De cet arc se détachent des branches qui le relient, d'une part, aux usines alpestres, d'autre part, aux usines et aux villes du Rhin. Ce réseau de distribution est double puisqu'il existe à côté du réseau public un réseau appartenant en propre aux chemins de fer fédéraux et exploité par eux.

Les Alpes sont, cependant, le fournisseur essentiel d'énergie électrique (pour environ les deux tiers) et elles renferment un grand nombre d'usines, parfois très puissantes. Ces usines sont fréquemments des usines de haute chute. C'est le cas, notamment, de certaines usines du Valais: citons le groupe de Dixence qui, après un canal d'amenée de 12 kilomètres, possède une chute de 1.750 mètres de hauteur verticale, ce qui constitue le record du monde. Mais les conduites forcées de telle importance ne peuvent compenser seules l'irrégularité de l'alimentation dans une région de haute montagne et le système de barrages régulateurs a été déjà largement appliqué. Quelques-uns de ces barrages provoquent des retenues considérables et, fait remarquable, souvent à haute ou moyenne altitude. Mentionnons, toujours dans le Valais, à proximité de la frontière française, la retenue de Barberine qui commande le bassin du Trient (affluent du Rhône, qu'il rejoint peu en aval de Martigny).

Les usines alpestres suisses constituent trois groupes:

A l'Est, les usines des Alpes des Grisons;

Au centre, dans le massif du Gothard, les usines installées sur les vallées descendant principalement vers le Nord: Reuss, Aar, Kander. Quelques usines sont installées sur le versant Sud, notamment dans la vallée du Tessin (qui emprunte la voie ferrée du Gothard);

A l'Ouest, les usines du Rhône et de ses affluents torrentiels qui dévalent, à droite, des Alpes bernoises et, à gauche, des Alpes du Valais. Les usines sont nombreuses et parfois très puissantes, par exemple Chandoline, sur le Trient.

Le stockage d'énergie est assuré par les régions qui s'y prêtent le mieux, les Alpes et les Préalpes. Ce n'est que dans ces régions et non dans la plaine ou dans le Jura, que l'on trouve réunies les conditions fondamentales que doit remplir un bassin d'accumulation: réserve abondante de neige et de glace, hautes altitudes au voisinage de l'emplacement de l'usine. Les plus grandes usines tournant en hiver avec l'eau accumulée en été sont donc situées dans les Alpes (Dixence, Grimsel) et dans les Préalpes (Waggital, Etzel, Rossens).

La mission a pu d'ailleurs visiter une réalisation toute récente, la centrale électrique d'Innertkirchen, construite entre 1940 et 1943 par les forces motrices de l'Oberhasli. C'est la première centrale hydro-électrique suisse construite en caverne dans le roc. Les eaux de l'Aar et du lac de Gelmer sortant de la centrale Handeck 1 (première centrale participant à l'amendement de l'Oberhasli réalisé par cette société), sont amenées par une conduite forcée de la centrale d'Innertkirchen qui est équipée de cinq groupes de machines de 65.000 C.V. chacun (le dernier groupe a été mis en service en mai 1952). Elle produit 520 millions de kWh par an.

c) Evolution

Pendant la seconde guerre mondiale, il est apparu que l'équipement électrique était insuffisant et cela pour trois raisons principales:

La demande de courant s'est amplifiée pendant la seconde guerre mondiale, en raison des difficultés extrêmes d'approvisionnement en charbon et en pétrole;

Les besoins intérieurs ont augmenté du fait de l'effort industriel du pays;

La production hydro-électrique a été affectée par la sécheresse de plusieurs hivers ou étés.

Techniquement, la production suisse d'énergie électrique s'est avérée alors déficiente à un double point de vue: d'une part, la production globale est devenue trop faible en rapport avec l'accroissement de la demande; d'autre part, les variations saisonnières de production se sont révélées singulièrement gênantes. On a donc décidé non seulement de multiplier les usines mais encore de leur assurer une alimentation aussi régularisée que possible. Pour cela, on utilise les nombreux réservoirs naturels qu'offrent surtout les cantons du Tessin et des Grisons. De grands travaux sont en cours d'exécution et les techniciens suisses s'efforcent de grouper les eaux de bassins versants différents, voire même de capter les eaux de fonte par des prises sous-glacières.

On évalue généralement à 28 milliards de kWh la quantité totale d'énergie disponible en tenant compte de l'utilisation des glaciers (alors que les estimations ne dépassaient guère 15 milliards de kWh en 1914). Cependant M. Niesz, président du comité suisse de la Conférence mondiale de l'énergie, a déclaré à la mission qu'à son avis le plafond des ressources peut être placé au-dessus de 30 milliards de kWh, grâce aux techniques nouvelles de construction de barrages en terre ou en enrochement (exemple: Marmomera).

La Suisse a donc équipé presque la moitié de ses possibilités. Au rythme actuel de la construction, ces 28 milliards de kWh seront équipés autour de 1980.

Des travaux sont en cours sur le Rhin entre Constance et Bâle mais la plus grande partie des installations serait faite dans le massif du Saint-Gothard et comporterait des usines souterraines, telle que la centrale d'Innertkirchen, terminée en 1943 et dont nous venons de donner les caractéristiques. Les principales vallées à aménager sont: le Rhône supérieur, l'Aar (avec utilisation des lacs de Gelmer et de Grimsel) la Reuss et le Tessin.

Il est intéressant de préciser les usines mises en service en 1952 et celles qui étaient en construction fin 1952:

Usines mises en service en 1952 et usines en construction fin 1952.

NOM DE L'USINE	PUISSANCE des machines en kW.	ENERGIE DISPONIBLE en moyenne en millions de kWh. Semestre d'hiver.	Semestre d'été.	Année.	CAPACITÉ d'accumulation en millions de kWh.
A. *Usines mises en service en* 1952.					
Innertkirchen (5e groupe)	46.000	»	»	»	»
Maigrauge (agrandissement)	540	0,9	1,1	2,0	»
Simplon-Gondo	32.000	48,0	115,0	163,0	»
Wildegg-Brugg	46.000	130,0	170,0	300,0	»
Gain net total 1952.	124.540	178,9	286,1	465,0	»
B. — *Usines en construction fin* 1952.					
Barberine vieux Emosson	»	24,0	7,0	17,0	33
Birsfelden (part suisse 58,75 p. 100)	82.400	162,0	200,0	362,0	»
Châtelot (part suisse 50 p. 100)	15.000	28,5	21,5	50,0	»
Les Clés II (déduction faite des usines Châtelard, le Day et les Clés I qui disparaissent)	15.000	20,0	20,0	40,0	»
Ernen	32.000	57,0	108,0	165,0	»
Göscheneralp	123.000	207,0	78,0	285,0	195
Grande Dixence, 1re phase	47.500	196,0	»	196,0	196
Innertkirchen (adduction Gadmer)	»	25,0	175,0	200,0	»
Maggia (Verbano, Peccia, Cavergno)	200.000	358,2	436,3	794,5	155
Marmorera-Tinzen	45.000	145,0	71,0	216,0	120
Mauvoisin	310.000	595,0	166,0	761,0	535
Oberaar	32.000	220,0	190,0	30,0	220
Oberhasli (adduction Bächlis et Gruben)	»	0,5	4,5	5,0	»
Rheinau (part suisse 59 p. 100)	23.600	60,8	66,1	126,9	»
Ritom (adduction Garegna, Unteralpreuss et agrandissement)	»	32,2	27,7	59,9	33
Verbois (4e groupe)	22.000	5,0	25,0	30,0	»
Zervreila-Rabiusa (sans compter Realta)	135.000	290,0	95,0	385,0	245
Gain net total	1.082.500	2.426,2	1.297,1	3.723,3	1.732

Source: Union des centrales suisses d'électricité

Il est à noter que, depuis 1947, la puissance hydro-électrique installée s'accroit régulièrement de 100.000 kW par an. Elle était, en 1952, de 3 millions de kW, pour une production de 12,6 milliards de kWh, ce qui représente une marche de 4.200 heures par an. La durée moyenne d'utilisation a d'ailleurs tendance à baisser, car les besoins de puissance se sont accrus plus rapidement que les besoins d'énergie.

On ne prévoit pas, pour les années à venir, d'augmentation de la puissance thermique installée. Quant à la puissance hydraulique, elle doit en principe s'élever à:

3,1 millions de kW en 1953.
3,3 millions de kW en 1954.
3,5 millions de kW en 1955.
3,7 millions de kW en 1956.

La production d'électricité passerait de ce fait à (en milliards de kWh):

ANNÉES	THERMIQUE	HYDRAULIQUE	TOTAL
1953	0,1	13,5	13,6
1954	0,1	14	14,1
1955		14,6	14,6
1956		15,2	15,2

En général, la production d'énergie hydro-électrique est insuffisante en hiver et excédentaire en été. Cette situation explique que les Suisses ont cherché outre l'augmentation de leur production, à en améliorer la qualité:

1° En augmentant le facteur d'utilisation des centrales, qui est passé de 75 p. 100 en 1936 à plus de 95 p. 100 depuis 1941, c'est-à-dire que l'utilisation pratiquement totale des centrales est atteinte;

2° En construisant des centrales d'accumulation dont les réserves sont utilisées en hiver.

Dans les dix prochaines années, on escompte que la production d'hiver aura augmenté de 62 p. 100 et la production d'été de 34 p. 100. La participation du semestre d'hiver à la production totale passera de 44 p. 100 en 1951-1952 à environ 49 p. 100 en 1961-1962, la part de l'énergie provenant des réservoirs passant de 34 à 52 p. 100.

En partant des usines actuellement en construction et des ouvrages dont la réalisation est déjà décidée, on peut s'attendre à la situation suivante pour l'année hydrographique 1961-1962:

Pendant le semestre d'hiver 1961-1962, les disponibilités moyennes de toutes les usines hydro-électriques atteindront environ 8.300 millions de kWh. En cas d'extrême sécheresse cette production descendrait à 6.700 millions de kWh et pourrait s'élever à quelque 9.500 millions de kWh si l'hiver était particulièrement humide.

En été 1962, la production hydro-électrique pourra atteindre 9.300 millions de kWh dans des conditions hydrologiques moyennes, pour tomber à 7.900 millions de kWh en cas d'extrême sécheresse, ou monter à 10.700 millions de kWh en cas de précipitations abondantes.

Il est possible que la Suisse dispose alors d'un excédent d'électricité qui pourrait permettre de reprendre une politique de vente croissante d'énergie à l'étranger, notamment à la France. Il faut noter que l'autorisation du Gouvernement helvétique est nécessaire pour réaliser une telle exportation. La demande d'exportation est publiée et les entreprises suisses peuvent exercer une option préférentielle.

Cependant, en ce qui concerne la production, divers problèmes devront être résolus à l'avenir, sur le plan national et international.

Au point de vue national:

Réduction du coût des aménagements, portant sur les types des ouvrages et sur les procédés de construction;

Renouvellement et extension d'installations anciennes;

Développement progressif de la production thermique, afin de valoriser la partie inconstante de la production hydraulique suisse et de combiner la fourniture de force motrice et de chaleur.

Au point de vue international:

Echange d'énergie hydro-électrique de haute qualité provenant des usines à accumulation, disponible à chaque instant automatiquement, contre de l'énergie thermo-électrique de production moins souple. Le solde positif de cet échange devrait être livré en énergie d'importation, par exemple la nuit en hiver ou en période sèche.

§ 3. — Le financement et le coût des centrales.

La Suisse dispose de capitaux abondants qui lui permettent de financer très aisément ses investissements:

En 1951:

Revenu national: 22 milliards de francs suisses.
Investissements totaux: 3 milliards de francs suisses.
Investissements électricité: 350 millions de francs suisses.

Les investissements consacrés à l'électricité représentent donc plus de 10 p. 100 environ des investissements totaux. En 1951, ils ont été consacrés pour 270 millions à la construction de nouvelles usines et pour 80 millions à celle des installations de distribution correspondantes, de bâtiments d'administration et à l'acquisition d'appareils de mesure.

En 1950, les investissements ont été de 280 millions: 170 pour la construction de nouvelles usines et 110 pour la distribution, etc.

Les dépenses pour de nouvelles usines ont plus que quadruplé par rapport à 1930, ce qui permet de conclure que, compte tenu du renchérissement, le volume des constructions a plus que doublé depuis cette date. Les investissements dans les entreprises livrant à des tiers ont atteint, au total, jusqu'à la fin de l'exercice 1951, la somme de 4.320 millions de francs suisses.

Alors que, de 1935 à 1945 inclusivement, les amortissements et réserves avaient dépassé les investissements nouveaux et que la dette de construction avait quelque peu diminué, cette dernière est montée en flèche depuis lors. Pendant l'année 1951, la fraction des investissements nouveaux couverte par autofinancement est tombée à 40 p. 100 environ. Il en est résulté un recours considérable au

marché des capitaux (214 millions), qui se maintiendra vraisemblablement dans le même ordre de grandeur, au cours des prochaines années. On prévoit, en effet, des investissements de l'ordre de 350 millions par an jusqu'en 1954.

L'importance des capitaux disponibles dans le pays permet à certaines sociétés de couvrir jusqu'aux quatre cinquièmes des investissements par des emprunts obligataires. Actuellement les emprunts sont émis au taux de 3 à 3,5 p. 100 l'an. Les dividendes servis aux actionnaires sont de 4 à 4,5 p. 100 de leur capital soit 1 p. 100 de plus que l'intérêt des obligations.

Le bilan général des entreprises d'électricité, qu'on trouvera ci-après, permet de préciser l'évolution des investissements et leur financement.

La valeur comptable des installations est passée de 1.630 à 1.847 millions de francs, celle des stocks de matériel de 60 à 75 millions. Le total de l'actif se monte à 2.040 millions contre 1.817 à fin 1950. Les actions d'entreprises électriques ne figurent pas dans ce bilan; ces participations à d'autres entreprises sont passées de 285 à 305 millions de francs.

Sans compter les ouvrages en cours d'exécution, la dette de construction (c'est-à-dire les frais d'établissement diminués des amortissements, réserves et reports) s'est élevée de 1.229 à 1.307 millions de francs; exprimée en pourcentage des frais de construction, elle était de:

1930	1940	1945	1949	1950	1955
54 p. 100	42 p. 100	32 p. 100	34 p. 100	36 p. 100	36 p. 100

Le passif du bilan renseigne sur le mode de financement de nombreux travaux de construction par du capital neuf. Le capital actions aux mains des tiers est passé de 333 à 363 millions. Le capital de dotation des entreprises cantonales et communales d'électricité a augmenté de 18 millions et atteint 543 millions, l'augmentation concernant comme l'année précédente les entreprises communales. Mais c'est le capital-obligations qui a subi de beaucoup la plus forte augmentation, soit 169 millions, pour atteindre 1.005 millions (dont 122 millions fournis par les entreprises privées et semi-privées et 47 millions fournis par les services publics).

Bilan général de l'ensemble des entreprises électriques livrant de l'énergie à des tiers.

(En millions de francs.)

DÉSIGNATION	1930	1940	1947	1948	1949	1950	1951
I. — ACTIF							
Installations, immeubles, mobilier, compteurs et outillage:							
a) Capital de premier établissement, au 1er janvier	1.580	2.300	2.930	3.150	3.420	3.690	3.970
b) Augmentation pendant l'exercice	110	50	220	270	270	280	350
c) Capital de premier établissement au 31 décembre	1.690	2.350	3.150	3.420	3.690	3.970	4.320
d) Installations supprimées ou amorties (1)	50	125	190	200	210	230	240
e) Capital de premier établissement des installations existantes	1.640	2.225	2.960	3.220	3.480	3.740	4.080
f) Dont: installations en construction	140	45	150	240	290	300	430
g) Capital de premier établissement des installations en service	1.500	2.180	2.810	2.980	3.190	3.440	3.650
h) Amortissements effectués jusqu'à la fin de l'exercice	659	1.215	1.826	1.923	2.012	2.110	2.233
1° Installations en service (*g-h*)	841	965	984	1.057	1.178	1.330	1.417
2° Installations en cours d'aménagement	140	45	150	240	290	300	430
3° Matériaux et approvisionnements	20	30	60	65	60	60	75
4° Titres en portefeuille (2)	21	54	118	101	90	98	104
5° Solde des débiteurs et créditeurs, banques, caisses et divers	71	70	17	24	1	29	14
Total	1.093	1.164	1.329	1.487	1.619	1.817	2.040
II. — PASSIF							
1° Capital actions aux mains de tiers (3)	234	265	280	306	316	333	360
a) Appartenant aux chemins de fer fédéraux	»	11	18	18	18	20	20
b) Appartenant aux cantons	92	98	99	99	99	100	100
c) Appartenant aux communes	5	9	11	14	14	16	17
d) Appartenant aux société financières, banques et particuliers	137	147	152	175	185	197	223
2° Capital de dotation	295	285	355	420	476	525	543
a) Des entreprises électriques cantonales	85	50	60	60	60	60	60
b) Des entreprises électriques communales	210	235	295	360	416	465	483
3° Capital des sociétés coopératives	3	3	3	3	3	3	3
4° Capital obligations	507	538	586	645	707	836	1.005
a) Des entreprises électriques cantonales	195	138	136	139	169	190	217
b) Des entreprises électriques communales	30	28	20	20	40	44	41
c) Des entreprises électriques fédérales, cantonales et communales combinées	71	125	140	181	176	227	250
d) Des entreprises électriques mixtes	105	127	134	144	161	206	275
e) Des entreprises électriques privées	106	120	156	161	161	169	222
5° Dividendes	15	14	16	17	18	19	19
6° Fonds de réserve et reports	39	59	89	96	99	101	110
Total	1.093	1.164	1.329	1.487	1.619	1.817	2.040

(1) D'après les renseignements donnés.
(2) Sans les participations aux entreprises électriques se montant, au 31 décembre 1951, à 305 millions de francs.
(3) C'est-à-dire sans le capital-actions de 305 millions de francs appartenant aux entreprises électriques au 31 décembre 1951.

Source: Office fédéral de l'économie électrique (Berne).

a) Centrales hydrauliques

Coût de construction de quelques usines en chantier ou qui viennent d'entrer en service:

	PRODUCTION annuelle en gWh (1).	PUISSANCE installée en mW.	COUT de construction par kw installé.
			Francs/kilowatt.
Usines au fil de l'eau.			
Wildegg-Brugg	300	44	2.150
Birsfelden	440	62	1.830
Rheinau	215	41	2.300
Usines à accumulation.			
Châtelot	100	30	1.200
Marmorera (2)	160	45	1.900
Mauvoisin	761	310	1.400

(1) 1 gWh = 1 million de kWh.
(2) L'eau d'accumulation de cette usine est également utilisée sur deux autres chutes situées en aval.

On constate une assez forte augmentation du prix de revient des centrales hydrauliques depuis la guerre, d'une part en raison du renchérissement des différents éléments du prix de revient et, d'autre part, parce qu'il s'agit très souvent de centrales d'accumulation.

Néanmoins, outre les difficultés de transport du combustible, l'abondance des capitaux et le niveau peu élevé du taux de l'intérêt feront encore longtemps donner la préférence aux constructions hydrauliques, dont les charges annuelles sont plus basses que celles des centrales thermiques.

Les personnalités, que nous avons vues, estiment que cette tendance se poursuivra pour les constructions qui seront réalisées au cours de la période allant jusqu'en 1961-1962.

Pour une augmentation de productibilité technique moyenne de 470 millions de kWh en 10 ans (1951-1952 à 1961-1962) on prévoit que les frais de premier établissement s'élèveront à 3.750 millions (2.250 millions pour les centrales et 1.500 millions pour les installations de distribution).

Le prix moyen du kWh produit en moyenne par les centrales hydroélectriques en cours d'exécution sera de 4,5 cts suisses pour le semestre d'hiver (énergie de jour, prise à l'usine) et de 1,8 ct suisse pour l'énergie d'été (de 24 heures).

On estime, à l'heure actuelle, que les charges financières annuelles sont de 6 à 6,5 p. 100 du montant de la construction pour les hautes chutes et de 8 p. 100 pour les basses chutes, ces charges comprenant l'amortissement, les intérêts, les dividendes, les frais d'entretien, d'exploitation et tous les frais généraux (l'amortissement de l'appareillage électrique est calculé sur 30 ans).

A titre d'exemple, voici la ventilation des charges des usines de l'Oberhasli:

Dépenses annuelles.	En pourcentage du capital investi.
Administration, exploitation et frais généraux	0,4 p. 100.
Entretien et réparations	0,3 —
Redevances et impôts	0,7 —
Amortissements, fonds de renouvellement et de réserve	1,7 —
Intérêts et dividendes	3,3 —
Total	6,4 p. 100.

b) Centrales thermiques

Les centrales thermiques à vapeur permettent d'obtenir de grosses puissances et sont plus économiques que les centrales à gaz à partir d'une puissance de 20.000 kW. Elles permettent un rendement de 3,5 p. 100 à une température de 600° et une pression de 140 kilogrammes. Des progrès techniques permettraient dans un proche avenir de porter la pression à 300 kilogrammes et d'obtenir un rendement de 40 p. 100.

Le coût total d'une centrale à vapeur de 100.000 kW avec les bâtiments, est estimé à 500 F par kW installé.

Les centrales thermiques à gaz sont essentiellement destinées à fournir des petites puissances. Ce sont des centrales de pointe construites pour fonctionner 1.000 heures par an en moyenne et 3.000 heures au maximum. Elles peuvent être installées dans des conditions économiques rentables, pour une puissance maximum de 20.000 kW. Elles ont un rendement de 31 p. 100 à une température des gaz à l'entrée de la turbine de 600 à 650°.

Le coût total d'une centrale moderne à gaz, avec les bâtiments, est évalué à 450 F par kW installé. Pour l'avenir on envisage de construire des centrales thermiques avec des turbines combinées à gaz et à vapeur. Il est assez difficile de déterminer la limite en deçà de laquelle la centrale thermique est économiquement plus rentable que la centrale hydraulique. D'après certaines estimations, cette limite se situerait entre 1.000 et 2.000 heures de marche par an.

Les centrales thermiques sont essentiellement destinées:

A fournir de l'énergie électrique en hiver lorsque les réserves d'eau des lacs d'accumulation sont insuffisantes, après un été sec;

A permettre d'utiliser entièrement, à la fin de l'hiver, l'eau des lacs d'accumulation sans devoir garder une réserve d'environ 25 p. 100 de la capacité totale des lacs, pour le cas où la fonte des neiges se produirait avec un certain retard.

On fait aussi appel actuellement aux centrales thermiques pour qu'elles contribuent, surtout en été, à couvrir la pointe de consommation du matin, entre 10 et 12 heures.

Une centrale thermique à gaz, telle que celle de Beznau, que nous avons visitée, permet d'obtenir des kWh au prix de 7,50 centimes pour mille heures de marche et 5,50 centimes pour 300 heures de marche. Le combustible représente 60 p. 100 du coût de l'électricité. Ces évaluations sont faites sur la base de 140 francs suisses la tonne de fuel.

Pour le cas de l'usine de Beznau, le fait qu'une usine thermique peut être construite dans un délai beaucoup plus court qu'une usine hydraulique a certainement joué un rôle important. Dans le passé, on a pu observer à maintes reprises en Suisse que les centrales thermiques de secours sont, en fait, fort peu utilisées, parce qu'en général l'aménagement de nouvelles ressources hydrauliques précède le développement des besoins, de sorte que, grâce à l'interconnexion croissante, il est plus économique de recourir à l'énergie hydroélectrique disponible ailleurs que de consommer du combustible.

§ 4. — Prix de l'électricité et situation financière des entreprises d'électricité.

Le prix de vente de l'électricité varie énormément selon les usages, l'importance de la consommation, le moment d'utilisation (jour ou nuit) et la période de consommation (énergie d'hiver ou d'été).

Il y a plus de 3.000 tarifs en Suisse. Le prix du kWh varie de 2 à 55 centimes. On trouvera en annexe quelques exemples de tarifs de vente.

Depuis 1940, le prix moyen des fournitures sur le marché intérieur a oscillé entre 6 et 6,50 centimes suisses par kWh. D'une part, les prix moyens ont diminué de 11,2 centimes le kWh en 1940 à environ 9 centimes le kWh en 1948-1949 dans le secteur domestique, alors qu'ils étaient augmentés pour les applications thermiques dans l'industrie pour être adaptés aux prix des combustibles. En outre, la partie bien payée correspondant au secteur domestique et commercial dans les fournitures totales a augmenté de quelques pour cent depuis 1940.

Les recettes provenant de la vente d'énergie sont passées de 456 en 1950 à 506 millions de francs en 1951, ce qui représente une augmentation de 50 millions ou de 11 p. 100. Exprimées en pourcentage des frais d'établissement des installations en service, les recettes ont évolué comme suit:

1930	1940	1945	1949	1950	1951
15 p. 100	12,4 p. 100	15,5 p. 100	13,1 p. 100	13,2 p. 100	13,9 p. 100.

Aux dépenses figurent comme montant principal, pour 196 millions de francs, les frais d'exploitation et d'entretien, y compris 14 millions pour l'importation d'énergie. Par rapport à 1940, ces dépenses accusent une augmentation de 154 p. 100, tandis que les recettes n'ont augmenté que de 87 p. 100. Comme pour l'année 1950, les impôts et droits d'eau ont exigé 26 millions de francs. Les amortissements et réserves ont continué à s'accroître, pour passer de 120 à 142 millions de francs. Exprimés en pourcentage, des frais d'établissement des installations en service, ils ont subi l'évolution suivante:

1930	1940	1945	1949	1950	1951
4,1 p. 100	3,6 p. 100	4,8 p. 100	3,2 p. 100	3,5 p. 100	3,9 p. 100.

Etant donné que les frais de renouvellement des installations construites avant 1940 seront désormais beaucoup plus élevés que les frais d'établissement d'alors, en appliquant les mêmes taux qu'autrefois on réalisera un amortissement effectivement moindre.

Les intérêts et dividendes ont augmenté dans une mesure moindre que l'accroissement du capital (actions, obligations) le laisserait supposer, parce que la rémunération des capitaux investis dans les installations en construction est à la charge du compte de construction.

Les versements aux caisses publiques sont passés de 73 à 77 millions de francs, demeurant cependant en dessous du maximum de 80 millions atteint en 1946.

Les chiffres suivants montrent comment se répartissent les dépenses globales:

ANNÉES	EXPLOITATION et entretien.	AMORTISSEMENTS et fonds.	INTÉRÊTS et dividendes.	IMPOTS et droits d'eau.	VERSEMENTS aux caisses publiques.
	P. 100.	P. 100.	P. 100.	P. 100.	P. 100.
1910...	31,4	26,8	31,8	2,7	7,3
1920...	38,4	21,8	23,3	3,7	12,8
1930...	34,0	26,5	21,0	4,3	14,2
1940...	28,2	29,0	17,9	7,0	17,9
1950...	39,0	26,0	13,5	5,6	15,9
1951...	38,7	28,0	13,0	5,1	15,2

Le dividende brut moyen du capital-actions aux mains de tiers — abstraction faite de celui des ouvrages en construction — fut de 5,8 p. 100. Le taux moyen d'intérêts des obligations, qui était encore de 4,4 p. 100 en 1938, s'est encore légèrement abaissé de 3,35 à 3,28 p. 100 pendant l'exercice 1951. (Voir tableau intitulé « Compte global des profits et pertes de l'ensemble des entreprises électriques livrant de l'énergie à des tiers.)

***

La situation actuelle des entreprises d'électricité est caractérisée par une augmentation importante des dépenses fixes et notamment des dépenses d'exploitation et d'entretien, dont la part est passée en dix ans de 28 à près de 39 p. 100 des dépenses globales. En raison également de l'accroissement du coût des centrales nouvelles, dont la proportion va aller sans cesse croissant par rapport aux centrales construites avant 1940, le prix de vente de l'électricité devra certainement être augmenté. Certains estiment que cette augmentation sera de 10 à 20 p. 100 dans les années à venir.

Compte global des profits et pertes de l'ensemble des entreprises électriques livrant de l'énergie à des tiers.

(En millions de francs.)

DÉSIGNATION	1930	1940	1947	1948	1949	1950	1951
I. — RECETTES							
1° Produit des ventes d'énergie aux consommateurs dans le pays	205	244	391	418	410	440	493
2° Produit de l'exportation d'énergie	20	26	7	6	7	16	13
3° Produit des recettes extraordinaires	1,3	3	3	3	8	5	[illegible]
Total	226,3	273	401	427	425	461	507
II. — DEPENSES							
1° Administration, exploitation, entretien	76,5	77	144	156	170	180	196
2° Impôts et droits d'eau	9,5	19	30	28	29	26	26
3° Amortissements et dotation des fonds	61	79	104	114	102	120	142
4° Intérêts, déduction faite des intérêts actifs	32,3	35	33	33	38	43	47
5° Dividendes	15	14	16	17	18	19	19
6° Versements aux caisses publiques (1)	32	49	74	79	68	73	77
Total	226,3	273	401	427	425	461	507

(1) Les versements aux caisses publiques représentent en règle générale des surtaxes spéciales ou des augmentations des intérêts du capital de dotation.

Source: Office fédéral de l'économie électrique (Berne).

§ 5. — Les salaires dans l'industrie électrique.

Les salaires ont toujours été plus élevés dans l'industrie électrique que dans les autres secteurs. Ceci s'explique surtout par le fait que cette industrie n'a que très faiblement été touchée par les crises qui ont éprouvé les autres activités.

Un manœuvre gagne de 5.200 à 8.000 F par an.

Un aide monteur: 5.600 F par an.

Un machiniste ou ouvrier professionnel: 10.000 F par an.

Un monteur local: 9.900 F par an.

Un vérificateur de compteurs: 9.500 F par an.

Un cadre du service technique: de 10.000 à 15.000 F par an.

Un cadre du service commercial: de 10.000 à 15.900 F par an.

Un ingénieur: de 15.000 à 20.000 F par an.

Comme dans toutes les autres professions, l'éventail hiérarchique est peu ouvert. Le traitement d'un ingénieur en chef est 2,5 fois plus élevé que le salaire maximum d'un manœuvre. Le salaire maximum d'un manœuvre est égal à 130 p. 100 de son salaire minimum.

Ces salaires peuvent varier de 10 p. 100 selon les villes.

A titre de comparaison, on peut indiquer que le salaire d'un ouvrier textile est de 2 à 2,20 F de l'heure et d'un ouvrier métallurgiste de 1,50 à 3 F.

A Zurich, les ouvriers et fonctionnaires de la ville gagnent actuellement:

Un manœuvre, au maximum 7.800 F.

Un architecte de 1re classe: 15.480 F.

Un ingénieur en chef: 19.320 F.

Le juriste en chef de la ville: 20.940 F.

D'autre part, alors que le coût de la vie a augmenté en moyenne de 70 p. 100 par rapport à 1939, les salaires ont augmenté de 80 à 95 p. 100, soit un gain réel de 15 p. 100 pour les employés et de 20 p. 100 pour les ouvriers. Les personnes qui disposent d'un appartement neuf ont pratiquement un pouvoir d'achat identique à celui de 1939, parce que les loyers d'immeubles neufs sont le double des loyers anciens, qui sont toujours soumis à un contrôle.

Dans les entreprises publiques et privées de cette industrie, il existe une caisse de pension de retraite alimentée par une cotisation patronale et une cotisation ouvrière.

Les salariés ont droit à une retraite à 65 ans mais, en cas de départ avant cet âge, la part patronale ne leur est pas versée.

Les travailleurs sont couverts contre les risques d'accidents par une assurance à la charge de leur entreprise.

En outre, certains cantons prévoient l'assurance maladie obligatoire jusqu'à un certain traitement. Les travailleurs doivent alors s'inscrire à une caisse qui peut être celle de leur usine, ou une caisse privée ou publique de leur choix.

ANNEXE I

Coût de l'énergie en Suisse.

Document établi par M. le conseiller commercial à Berne.

1. — *Charbon.*

Coke métallurgique. — Nord 40/60.

A Bâle. — La tonne: Fr. S. 124.
A Genève. — La tonne: Fr. S. 128,30.

Flambants lorrains. — 15/35.

A Bâle. — La tonne: Fr. S. 92,50.
A Genève. — La tonne: Fr. S. 106,40.

2. — *Produits pétroliers.*

Certains de ces produits sont encore soumis au contrôle des prix:

a) Les carburants pour tracteurs.

	PÉTROLE White Spirit II dédouané au tarif inférieur.		PÉTROLE White Spirit II dédouané au tarif supérieur.	
Prix pour livraisons aux consommateurs, en francs suisses, par 100 kg:				
Livraisons par petites quantités de 10 à 160 kg.	47,80	56,80	63,55	72,55
Livraisons en fûts ou en quantités:				
De 161 à 500 kg..	39,80	48,80	55,55	64,55
De 501 à 1.000 kg..	38,80	47,80	54,55	64,55
De 1.001 à 2.000 kg..	37,80	46,80	53,55	62,55
2.001 kg et plus......	37,30	46,30	53,05	62,05

Les prix ci-dessus s'entendent franco frontière suisse, marchandise dédouanée, sans Icha.

Pour les livraisons à domicile, les taux ci-dessus peuvent être augmentés des frais de transport approuvés par l'office fédéral du contrôle des prix pour les diverses zones, ainsi que de l'Icha.

Les propriétaires de tracteurs qui — au cours d'une année civile — ont reçu d'un même fournisseur au moins 100 kg de White Spirit II et/ou de pétrole au prix par fût ont droit à un rabais de 1 franc par 1.000 kg net.

b) Les huiles de chauffage.

DESIGNATION	QUALITES: Gas oil, huiles de chauffage spéciales.	Huiles de chauffage légères.	Huiles de chauffage industrielles.
Prix par citerne pour consommateurs disposant d'une voie de raccordement, en francs suisses par 100 kg (franco station frontière suisse, marchandises dédouanées, sans Icha)....	23,40	21,60	18,90
Prix de catégorie:			
I. — Livraisons par camions citernes dans les catégories de quantités suivantes, en francs suisses par 100 kg (franco station frontière suisse, marchandises dédouanées, sans Icha)....			
Jusqu'à 2.500 kg....................	27,20	25,40	22,70
2.501 à 12.000 kg..................	26,20	24,40	21,70
12.001 kg et plus....................	25,20	23,40	20,70

II. — Livraisons en fûts: Les prix des catégories ci-dessus augmentent de 1,50 F par 100 kg.

c) Le pétrole lampant.

Prix par citerne pour les consommateurs: Fr. S. 35,50 par 100 kg, ICHA non compris, franco toute gare suisse de plaine, marchandise dédouanée.

Prix pour livraisons aux revendeurs (détaillants) franco domicile ou gare du destinataire:

Pour achat d'un fût de 165 kg et plus: Fr. 44,25 par 100 kg, ICHA non compris.

Livraisons de petites quantités, marchandise prise au camion-citerne: Fr. 45,80 par 100 kg, sans ICHA.

Livraisons en bidons de 5 litres (récipients de l'acheteur): Fr. 48,80 par 100 kg, sans ICHA.

Prix de catégorie pour livraison aux consommateurs, franco domicile ou gare de l'acheteur:

Pour livraisons de quantités inférieures à un fût: Fr. 42,05 par 100 litres, ICHA non compris.
Par fûts isolés (201 litres) (prix par 100 kg):
165-500 kg: Fr. 44,30, ICHA non compris.
501-1.000 kg: Fr. 42,80, ICHA non compris.
1.001-2.000 kg: Fr. 41,30, ICHA non compris.
2.001 kg et plus: Fr. 40,80, ICHA non compris.

Les prix ci-dessus s'entendent franco domicile, lorsque la marchandise est livrée directement ou lorsqu'il existe un service officiel de camionnage. Dans les autres cas, les prix s'entendent franco gare du destinataire.

Compte tenu de ce qui précède, les prix s'établissent comme suit pour la place de Berne:

Essence:

Prix de détail en litre: Fr. S. 0,63.
3 tonnes et plus: les 100 kg: Fr. 69,45.
Donc: les 100 litres: 69,45 × 0,735 (densité de l'essence)..Fr. 51,05
Plus: 4 p. 100 d'impôt sur le chiffre d'affaires............Fr. 2,05

Fr. S. 53,10

Mazout (impôt sur le chiffre d'affaires compris):
Les 100 kg, par quantité de 12 tonnes et plus:
Spécial: Fr. S. 23,80.
Léger: Fr. S. 22,30.

Gas oil (diesel):
Par quantité de 3 tonnes et plus, en fûts, les 100 kg: Fr. S. 52,20.
Par quantité de 10 tonnes et plus, en citerne: Fr. S. 47,55.

3. — *Gaz.*

A. — Place de Berne.

Consommation mensuelle:

	Prix au mètre cube en centimes suisses.
1 à 60 mètres cubes (pas de rabais).......	27
61 à 100 mètres cubes (soit rabais de 4 centimes)	23
101 à 200 mètres cubes (soit rabais de 6 centimes)	21
201 à 500 mètres cubes (soit rabais de 8 centimes)	19
501 à 1.000 mètres cubes (soit rabais de 9 centimes)	18
1.001 et plus (soit rabais de 10 centimes)........	17

B. — Place de Genève.

Gaz ménager et industriel:

De 1 à 60 mètres cubes par mois...	Fr. S. 0,31	le mètre cube.
De 61 à 100 mètres cubes par mois...	Fr. S. 0,28	—
De 101 à 200 mètres cubes par mois...	Fr. S. 0,26	—
De 201 à 500 mètres cubes par mois...	Fr. S. 0,25	—
De 501 à 1.000 mètres cubes par mois...	Fr. S. 0,23	—
De 1.001 à 3.000 mètres cubes par mois...	Fr. S. 0,22	—
3.001 mètres cubes et plus par mois...	Fr. S. 0,22	—

Différence avec les prix de Berne: ces taux sont applicables pour la consommation totale.

Chauffage au gaz:

Pour le chauffage des locaux d'habitation et les locaux professionnels, les consommations de gaz sont facturées comme suit:

Les 1.000 premiers mètres cubes...... Fr. S. 0,20 le mètre cube.
Les mètres cubes suivants............. Fr. S. 0,15 —
Cela pour la période d'une année.

Eau chaude au gaz:

Pour la préparation de l'eau chaude au moyen d'installations centrales fonctionnant au gaz, les consomations de gaz sont facturées comme suit:

Les 1.000 premiers mètres cubes...... Fr. S. 0,20 le mètre cube.
Les mètres cubes suivants............ Fr. S. 0,17 le mètre cube.

Cela pour la période d'une année, comptée à partir du relevé d'index de septembre.

4. — *Electricité.*

A. — Ville de Berne.

Eclairage:

Tarif normal: Fr. S. 0,37 par kWh.
Tarif double: Fr. S. 0,45 et 0,18 ou 0,07.

Courant force: Fr. S. 0,14 par kWh.

Chauffage:

Les premiers 300 kWh en deux mois: 6,7 centimes.
Le surplus: 6 centimes.

Courant de déchet, la nuit: 3,7/3,4 centimes.

B. — Ville de Genève.

Eclairage:

Tarif simple (tarif A): 45 centimes le kWh.
Tarif double (tarif D): 45 et 20 centimes.

	A haut tarif.	A bas tarif.
Les 5.000 premiers kWh par an......	45 centimes.	20 centimes.
Les 10.000 kWh suivants..............	40 —	20 —
Les 35.000 kWh suivants..............	36 —	16 —
Les 50.000 kWh suivants..............	32 —	12 —
Le surplus, au delà de 100.000 kWh...	28 —	10 —

Abonnement pour l'éclairage.

L'abonné souscrit un abonnement mensuel, dont le montant est déterminé par le nombre de pièces de son habitation, selon le tableau ci-dessous, et bénéficie ensuite pour toute sa consommation des prix suivants:

8 centimes le kWh en hiver (5 mois).
6 centimes le kWh en été (7 mois).

NOMBRE de pièces.	MONTANT en francs. Hiver.	Été.	NOMBRE de pièces.	MONTANT en francs. Hiver	Été.
1 et 2.......	4,50	2,50	7	9	5
3	5	3	8	11	6
4	5,50	3,50	9	12	7
5	6,50	4	10 à 15.......	12,50	7,50
6	7,50	4,50	Plus de 15...	13	8

Fourniture d'énergie électrique aux moteurs:

Les premiers 3.000 kilowatt/heures, par mois: 10 centimes/kw/h.
Les 4.000 kilowatt/heures suivants, par mois: 7 centimes/kw/h.
Le surplus, au delà de 7.000 kilowatt/heures, par mois: 5 centimes/kw/h.

Applications thermiques.

Prix du kilowatt/heure:

De jour, soit de 7 h. 30 à 21 h. 30: en hiver (5 mois), 8 centimes; en été (7 mois), 6 centimes.
De nuit, soit de 21 h. 30 à 7 h. 30: toute l'année, 3,5 centimes.

CATEGORIES DE PRIX	PRIX DE JOUR Hiver. Centimes	Été. Centimes	PRIX de nuit. Centimes
Les premiers 500 kWh par mois dans chaque catégorie	8	6	3,5
Les 1.000 kWh suivants dans chaque catégorie	7	5	3
Les 2.000 kWh suivants dans chaque catégorie	5	3	2,5
Le surplus, au delà de 3.500 kWh dans chaque catégorie..........	3,5	2,5	2

Etant donné cette diversité des tarifs, les calculs qu'un professionnel a entrepris récemment au sujet du coût de l'énergie méritent d'être reproduits ci-après:

ÉTUDE COMPARATIVE DE PRIX DES CHARBONS, DES HUILES DE CHAUFFAGE, DU GAZ ET DE L'ÉLECTRICITÉ

Comparaison des prix des huiles de chauffage et des charbons français.

Si nous examinons les prix marchands de l'huile légère (70 p. 100 de gaz oil et 30 p. 100 de Bunker Co) avec ceux des cokes métallurgiques du Nord, nous constatons qu'actuellement la comparaison est en faveur de l'huile de chauffage. De manière à établir la comparaison entre les charbons et les huiles, nous adoptons un coefficient de 1,6 en faveur de ces dernières pour tenir compte de la différence de pouvoir calorifique, de l'économie de transport et de main-d'œuvre. La comparaison s'établit alors comme suit:

Prix au 1er avril 1953 à Bâle et à Genève.

	Prix de l'huile légère.	Prix du coke métallurgique Nord 40/60.	Différence en faveur de l'huile.
A Bâle. — 175: 1,6........	Fr. 109,35	Fr. 124	Fr. 14,65
A Genève. — 185: 1,6......	Fr. 115,60	Fr. 128,30	Fr. 12,70

Un examen semblable entre l'huile industrielle III (30 p. 100 de légère I et 70 p. 10 de Bunker C) correspondant sensiblement en France au fuel oil lourd n° 1, et les prix des charbons flambants 15/35 mm de Lorraine donne:

	Prix de l'huile industrielle.	Prix des flambants lorrains 15/35.	Différence en faveur de l'huile.
A Bâle. — 134: 1,6...	Fr. 83,75	Fr. 92,50	Fr. 8,75
A Genève. — 144: 1,6.	Fr. 90	Fr. 106,40	Fr. 16,40

Aussi bien, dans le domaine des charbons domestiques (cokes), qu'industriels (flambants), les prix des huiles sont plus avantageux, ce qui explique la progression constante de ce mode de chauffage.

Comparaison à Genève des prix de l'anthracite, de l'électricité et du gaz destinés au chauffage de chaudières ordinaires.

De manière à établir une comparaison de prix, il y a lieu de tenir compte du pouvoir calorifique, de la relation existant entre l'énergie fournie et l'énergie utilisable des différentes sources (d'énergie) calorifiques et leurs prix unitaires.

	Unité.	Pouvoir calorifique.	Energie utilisable. En pourcentage.	En cal/kg.
Anthracite 50/80 mm.....	kg.	8.000 cal/kg.	80	6.400
Electricité	kWh	880 —	90	792
Gaz	m³	4.000 —	85	3.400
Flambants 15/35 mm....	kg.	7.000 —	70	4.900

Prix unitaire à Genève:

Anthracite: prix marchand pour consommateur de 3 à 10 tonnes: Fr. 0,23/kg.

Electricité: prix moyen pour consommateur de 3.500 kWh et plus: Fr. 0,03/kWh.

Gaz: prix moyen pour consommateur de plus de 1.000 mètres cubes: Fr. 0,15/m³.

Le prix moyen pour 1.000 calories/kg, compte tenu des considérations ci-dessus, s'établit comme suit:

Anthracite: $\frac{0,23 \times 1.000}{6400}$ = Fr. 0,0359 les 1.000 cal/kg.

Electricité: $\frac{0,03 \times 1.000}{792}$ = Fr. 0,0378 les 1.000 cal/kg.

Gaz: $\frac{0,15 \times 1.000}{3400}$ = Fr. 0,044 les 1.000 cal/kg.

Pour le chauffage de chaudières ordinaires, l'emploi du combustible solide est le plus avantageux.

Comparaison à Genève des prix des flambants et de l'électricité de déchet, destinés au chauffage de chaudières industrielles.

Nous reprenons les indications ci-dessus concernant l'énergie utilisable des charbons flambants et de l'électricité. En ce qui concerne les prix, ceux-ci sont les suivants:

Prix unitaire à Genève:

Flambants 15/35 mm: prix industriel pour consommateur de 10.000 t: Fr. 0,0984 kg.

Electricité: courant de déchet, livraison intermittente: Fr. 0,015 kWh

Le prix moyen pour 1.000 cal./kg déterminé sur la base de l'énergie utilisable est le suivant:

$$\text{Flambants: } \frac{0{,}0984 \times 1.000}{4.900} = \text{Fr. } 0{,}020 \text{ pour } 1.000 \text{ cal./kg.}$$

$$\text{Electricité: } \frac{0{,}015 \times 1.000}{792} = \text{Fr. } 0{,}0189 \text{ pour } 1.000 \text{ cal./kg.}$$

L'emploi de l'électricité pour le chauffage de chaudières industrielles est meilleur marché. Cependant, comme le courant de déchet n'est pas utilisable d'une manière continue, les usagers de chaudières industrielles à vapeur sont obligés de conserver une chaudière marchant avec les combustibles solides ou liquides.

Si l'électricité n'est pas un concurrent dangereux pour le charbon en ce qui concerne le chauffage des chaudières, il n'en est pas ainsi des huiles de chauffage qui, comme nous l'avons vu ci-dessus, offrent des différences de prix importantes en défaveur des charbons.

ANNEXE II

Note sur les différentes méthodes d'évaluation de la consommation d'énergie.

Dès cette première mission, il est apparu nécessaire de préciser les méthodes employées pour évaluer la consommation d'énergie d'un pays.

En effet, la plupart des organismes d'études économiques et statistiques français et internationaux évaluent les disponibilités totales en énergie d'un pays en adoptant pour chaque forme d'énergie un coefficient d'équivalence par rapport au charbon, basé sur le rendement moyen des appareils d'utilisation. Voici les coefficients adoptés par trois organismes importants: 1 = O. N. U. (U. N. Statistical Yearbook); 2 = I. N. S. E. E. (Institut national de statistique et études économiques); 3 = Annales des mines.

FORMES D'ÉNERGIE	COEFFICIENTS D'ÉQUIVALENCE en tonnes de charbon.		
	1	2	3
1.000 kWh	0,6	0,7	0,7
1 tonne de produits pétroliers	1,5	2,4	2,0
1 tonne de coke	0,9	1,3	»
1.000 m³ de gaz naturel	1,33	1,8	1,8

Ce sont les coefficients d'équivalence déterminés par l'O. N. U. qui ont été adoptés dans le présent compte rendu (chap. 1: Bilan sommaire de l'énergie).

Bien entendu ces coefficients sont des coefficients moyens valables pour un ensemble de pays et de situations diverses. Nous avons dû néanmoins les utiliser pour rendre nos comparaisons homogènes entre tous les pays que nous avons étudiés.

On comprend qu'ils soient difficilement applicables à un pays dont l'économie est essentiellement fondée sur l'énergie hydro-électrique.

Il est à noter toutefois que les évaluations faites par M. Niesz, président du comité national suisse de la conférence mondiale de l'énergie, tiennent compte du pouvoir calorifique brut de chaque forme d'énergie, ce qui donne des résultats sensiblement différents en ce qui concerne le bilan d'ensemble de la consommation d'énergie en Suisse:

I. — *Pouvoirs calorifiques adoptés.*

Charbon et coke	7.000 cal./kg.
Produits pétroliers	10.000 cal./kg.
Electricité	860 cal./kWh.

II. — *Energie totale consommée en Suisse en 1952* (1).

ÉNERGIE	MILLIONS de tonnes ou milliards de kWh.	MILLIARDS de calories.	POURCENTAGE
Electricité hydraulique	11,9	10.230	24,6
Charbon	1,95	18.200	43,9
Coke	0,65		
Produits pétroliers	1,3	13.000	31,5
Total		41.430	100

(1) Compte non tenu du bois.

Rappelons, à titre de comparaison, le tableau obtenu en appliquant les coefficients d'équivalence de l'O. N. U.:

ÉNERGIE	MILLIONS de tonnes ou milliards de kWh.	ÉQUIVALENCE en millions de tonnes de houille.	POURCENTAGE
Electricité hydraulique	11,9	7,14	61,4
Charbon	1,95	1,95	16,8
Coke	0,65	0,585	5
Produits pétroliers	1,3	1,95	16,8
Total		11,625	100

DEUXIEME PARTIE

L'Allemagne occidentale.

SOMMAIRE

	Pages.
INTRODUCTION	13
CHAPITRE Ier. — *Aperçu sur la situation énergétique de l'Allemagne occidentale*	14
CHAPITRE II. — *Le charbon, le lignite:*	
I. Localisation	14
II. Réserves	14
III. Conditions d'exploitation	14
a) La réorganisation des charbonnages	14
b) Les conditions géologiques	15
c) Emploi et rendements	15
IV. Production et échanges	15
V. Perspectives d'avenir:	
a) Main-d'œuvre	15
b) Développement technique	16
VI. Prix de vente	16
VII. Consommation:	
a) Les transports	17
b) La consommation domestique	17
c) La consommation industrielle	17
d) La sidérurgie	17
CHAPITRE III. — *Le coke et le gaz.*	
I. Le coke	18
II. Le gaz	18
CHAPITRE IV. — *L'électricité.*	
I. Disponibilités:	
a) Puissance installée	18
b) Production	19
c) Exportations-importations	19
II. Consommation	19
III. Prix de vente du kWh	20
IV. Les centrales thermiques:	
a) Energie consommée	20
b) Rendements	20
c) Coût d'installation	20
V. Les centrales hydrauliques:	
a) Localisation	20
b) Coût d'installation	21
VI. Eléments du prix de revient du courant:	
a) Prix de certains matériaux et frais de main-d'œuvre	21
b) Coût moyen nominal de l'argent sur le marché financier	21
c) L'impôt sur les sociétés	21
d) Prix de revient du kWh	21
VII. La distribution	21
VIII. Les autres modes de production d'énergie électrique: l'énergie atomique	21
IX. Perspectives immédiates	21
CHAPITRE V. — *Le pétrole et le gaz naturel:*	
I. Consommation intérieure	21
II. Production de pétrole brut et de gaz naturel	22
III. Capacité de raffinage	22
IV. Approvisionnements et débouchés	22
V. Prix de vente	22
CHAPITRE VI. — *Bilan de l'énergie:*	
I. Disponibilités en énergie primaire	23
II. Répartition de la consommation d'énergie primaire	23
III. Disponibilités finales en toutes sortes d'énergie	23
IV. Consommation finale d'énergie répartie entre les diverses catégories de consommateurs	23
CHAPITRE VII. — *Les investissements:*	
I. La situation jusqu'en 1951. — Nécessité d'une aide aux investissements:	
a) Naissance de la loi du 7 janvier 1952	24
b) La répartition des fonds	24
c) Les ressources	24
II. Utilisation générale des fonds	25
III. Répartition des investissements:	
a) Mines de houilles et de lignite	25
b) Le coke et le gaz	26
c) Electricité	26
d) Sidérurgie	27
IV. Remises de titres aux assujettis à la contribution	27
V. Sources du financement des investissements depuis 1950	27
ANNEXE. — Note sur l'utilisation du charbon et du lignite dans l'industrie chimique	28

INTRODUCTION

La seconde mission du Conseil économique, qui fait l'objet du présent compte rendu, a eu lieu en Allemagne occidentale les 16, 17 et 18 novembre 1953.

La mission tient à exprimer sa très vive gratitude au haut commissariat de la République française à Bonn, qui a apporté son entier concours à l'organisation et l'exécution de cette mission.

Elle tient à exprimer sa reconnaissance aux personnalités allemandes des secteurs public, industriel et syndical qui lui ont réservé un accueil chaleureux et fourni spontanément tous les renseignements qu'elle souhaitait.

***

La mission en Allemagne occidentale était composée de:

Chef de la mission: M. Mayolle.

Membres: MM. Bour, Cade, Le Brun, Millot, Taix, Uchard, Wolff.

Elle était accompagnée de M. Kespi, chargé de mission au Conseil économique.

Le programme de la mission en Allemagne a été le suivant:

Lundi 16 novembre 1953:

Neuf heures:

Conférence au haut commissariat de France à Bad-Godesberg, avec M. Levert, directeur des affaires économiques et financières, et M. Fabre, son adjoint.

Dix heures:

Réunion générale au ministère fédéral allemand des affaires économiques à Bonn avec les représentants de ce ministère:

Dipl.-Ing. Dolzmann, directeur de la section électricité à la direction de l'énergie;

Ministerialrat Lohmann, directeur de la section gaz à la direction de l'énergie;

Dr.-Ing. Rojahn, chargé des relations avec l'O. E. C. E. à la direction de l'énergie;

Dipl.-Ing. Schmidt-Amelung, service financier, à la direction de l'énergie;

Regierungsrat Dr. Steuck, directeur de la section juridique à la direction de l'énergie;

Dipl.-Ing. Schumann, relations avec l'O. E. C. E. à la direction de l'energie,

Avec le représentant du syndicat patronal de l'électricité (Arbeitgebervereinigung der Elektrizitätswerk und Strassenbahnen): Dr. Hertzsch

et avec les représentants de la fédération des syndicats ouvriers allemands et entretiens avec (Deutsche Gewerkschaftsbund): Dipl.-Volkwirt Kurt Weikart, Herr O. Wettig.

L'après-midi: visite de l'usine Siemens de gros matériel électrique, à Mulheim (Siemens-Schuckertwerke A. G., Turbinenfabrik Mülheim-Ruhr), et entretiens avec: Direktor Hofer, Prokurist Dipl.-Ing. Neumann, Herr Seelig.

Mardi 17 novembre 1953:

Visite d'une mine et d'une cokerie (Bergwerksgesellschaft Walsum m. b. H. Duisburg-Hamborn) et entretiens avec: Berg-Assessor a. D. Direktor Dr.-Ing. Herbert Barking, Prokurist Dr. Hostertz.

Visite d'une usine sidérurgique dépendant anciennement de la société Thyssen (August Thyssenhütte Duisburg-Hamborn) et entretiens avec: Direktor Werner Heischkeil, Dr. Wolfgang Homberg.

Visite d'une entreprise de distribution de gaz et d'eau (Thyssen'sche Gas und Wasserwerke Duisburg-Hamborn) et entretiens avec: Direktor Dipl.-Ing. R. Kunz (Vorstand), Direktor Dr. Grimmer (Jurist), Obering. Dipl.-Ing. Brugger.

Mercredi 18 novembre 1953:

Visite d'une usine de carburant de synthèse près de Dortmund (Chemische Werke Bergkamen A. G., Bergkamen) et entretiens avec: Bergwerksdirektor Dipl.-Ing. Schwenke, Direktor Dr. phil. Löpmann, Doktor Thiess.

Visite d'une mine de lignite (Braunkohlen-Grosskraftwerk Goldenberg, Knappsack bei Köln) et entretiens avec: D.-Ing. Kretschmar.

Visite de la centrale électrique Goldenberg fonctionnant au lignite de Knappsack et dépendant de la Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk, et entretien avec: Direktor Dipl.-Ing. Kretschmann.

CHAPITRE Ier

APERÇU SUR LA SITUATION ENERGETIQUE DE L'ALLEMAGNE OCCIDENTALE

Deux traits caractérisent la physionomie de l'économie énergétique allemande:

Les ressources énergétiques allemandes sont, dans une très large mesure, d'origine nationale;

Les ressources nationales sont essentiellement constituées par la houille et le lignite.

En effet, sur une consommation de 156 millions de tonnes d'équivalents-charbon (1) en 1952, qui la place au deuxième rang des puissances européennes (Grande-Bretagne: 232, France et Sarre: 107), les importations ne représentent guère plus de 13 p. 100 du total. Elles comprennent environ 12 millions de tonnes de houille, 5 millions de tonnes de combustibles liquides et 1 milliard de kWh d'énergie électrique. Si l'on note que l'Allemagne exporte également environ 12 millions de tonnes de houille, auxquelles il faut ajouter plus de 10,5 millions de tonnes de coke et 1,5 million de tonnes de briquettes de lignite, il apparaît que son bilan énergétique est largement équilibré.

De plus, si l'on considère que la production indigène de pétrole n'est que de 1,7 million de tonnes et celle d'énergie hydraulique de 10 milliards de kWh, on constate que les combustibles minéraux solides constituent l'essentiel de l'énergie primaire consommée.

Néanmoins, si l'on examine la consommation d'énergie par habitant des principaux pays européens, on remarque immédiatement que l'Allemagne de l'Ouest apparaît sous un jour quelque peu différent, comme le montrent les chiffres ci-après, exprimés en équivalents-houille (selon les cofficients de l'O. N. U.) en 1952:

PAYS	TOTAL (en millions de tonnes).	PAR HABITANT (en tonnes).
Grande-Bretagne	231,8	4,57
Allemagne occidentale	156	3,22
France et Sarre	107	2,46
Italie	37,35	0,80
Belgique et Luxembourg	34,2	3,79

On voit que la consommation d'énergie par habitant en Allemagne occidentale reste sensiblement inférieure à celle de pays comme la Grande-Bretagne et la Belgique, dont la structure et les conditions climatériques sont à peu près comparables. Le chômage, le manque de logements et les restrictions diverses ont pu contribuer pour une part à maintenir la consommation d'énergie à un niveau anormalement bas. Mais des facteurs plus positifs y ont également contribué: ce sont, en particulier, le bon groupement géographique des industries grosses consommatrices et les efforts systématiques et soutenus en vue d'améliorer les rendements d'utilisation.

(1) 1 tonne de coke = 0,9 tonne de houille; 1 tonne de pétrole = 1,3 tonne de houille; 1 tonne de lignite = 0,3 tonne de houille; 1.000 kWh = 0,6 tonne de houille; 1.000 mètres cubes de gaz naturel = 1,33 tonne de houille; 1.000 mètres cubes de gaz d'éclairage = 0,6 tonne de houille. (Coefficients de conversion adoptés par l'O. N. U.)

Dans l'ensemble, la production d'énergie se développe à un rythme comparable à celui des autres pays industrialisés. La production de charbon semble avoir retrouvé un niveau normal et devoir s'y maintenir. La production d'électricité (essentiellement d'origine thermique) se développe selon la loi du doublement de la demande en dix ans. Plus vigoureux est le développement de la production de gaz d'usine, la plus forte du monde avec celles de la Grande-Bretagne et des Etats-Unis, et de la production de pétrole, la plus forte des pays membres de l'O. E. C. E.

Sur le plan financier, deux traits marquent nettement la physionomie de l'économie énergétique allemande:

L'étroitesse du marché des capitaux;

La non-participation des fonds publics aux investissements.

L'Allemagne de l'Ouest est, en effet, un des pays où le taux de l'intérêt est le plus élevé: 8 à 8 1/2 p. 100. L'épargne privée y est peu considérable et la demande de capitaux y est toujours importante. Les sources de financement les plus larges sont, en conséquence, le crédit bancaire et l'autofinancement, l'Etat ayant adopté une politique de strict libéralisme en matière économique, donc hostile à toute aide directe ou prêt. Cependant, les industries de base ayant un retard important à combler, le Bundestag a été amené à voter la loi d'aide aux investissements du 7 janvier 1952, destinée à faire participer les industries de transformation aux investissements dans les industries de base.

CHAPITRE II

LE CHARBON, LE LIGNITE ET LEURS DERIVES

Les combustibles minéraux solides représentent, à l'état brut ou après transformation (coke, gaz, électricité, briquettes), 90 p. 100 de la consommation d'énergie en Allemagne occidentale. Deux faits soulignent et justifient, pour une part, cette situation:

L'importance des ressources en charbon à coke, qui fait de l'Allemagne occidentale le plus gros producteur de coke et de gaz d'Europe;

L'importance des ressources en lignite, combustible à bas prix de revient, qui prend une part de plus en plus large dans l'alimentation des centrales thermiques.

I. — Localisation.

Les neuf dixièmes environ de la production de houille proviennent de la Ruhr (114,5 millions de tonnes), le reste se répartissant entre la région d'Aix-la-Chapelle (6,5 millions de tonnes) et la Basse-Saxe (2,5 millions de tonnes). Le lignite vient également en majeure partie (80 p. 100) de la région rhénane (Cologne) et, pour le reste, de la région d'Helmstedt, de Bavière et de Hesse.

II. — Réserves.

Les réserves sont considérables. A lui seul, le bassin de la Ruhr contient 82 p. 100 des réserves de houille de la communauté charbon-acier (213.600 millions de tonnes sur 258.900 millions de tonnes); le bassin d'Aix-la-Chapelle en contient autant que la France ou la Belgique (10.500 millions de tonnes). Celui de Basse-Saxe est en voie d'épuisement (228 millions de tonnes).

III. — Conditions d'exploitation.

a) *La réorganisation des charbonnages.* — En 1945, l'office de contrôle britannique avait annoncé la saisie des mines de la Ruhr. En attendant un règlement définitif, elles étaient placées sous séquestre et les droits des propriétaires furent suspendus, mais non annulés. Après la constitution de la bizone, la direction technique des mines fut confiée à un organisme allemand, la Deutsche Kohlen Bergbau Leitung (D. K. L.).

La D. K. L. est un organe gouvernemental allemand, mais dont le statut, l'organisation, les attributions sont fixés par les alliés. Sa compétence s'étend sur la direction technique de toutes les sociétés de chabon, de lignite et les branches annexes. Il est assisté d'un comité consultatif comprenant des représentants des syndicats et des entreprises.

Cette organisation allemande est coiffée par une organisation bipartite anglo-américaine, qui assume la gestion financière, ainsi que la répartition de la production charbonnière entre la consommation intérieure et l'exportation.

Une loi n° 27 de mai 1950 posa le principe de la décartellisation des entreprises minières et sidérurgiques, et la création de nouvelles sociétés. En application de cette loi et après de nombreuses difficultés, on adopta un programme prévoyant le remplacement des anciennes sociétés par vingt-deux sociétés nouvelles indépendantes; la plupart doivent être maintenant constituées. En outre, le 17 mai 1952, un règlement d'application de la loi n° 27 a décidé la dissolution prochaine du D. K. V. (organisation cartellisée de vente et de répartition) et son remplacement par six comptoirs coiffés par une administration commune. En ce qui concerne les actions des

sociétés nouvelles, il a été décidé qu'elles seraient dévolues en respectant les biens anciens, ce qui met en cause tout le principe de la déconcentration.

Un fait social important est celui qui résulte de la loi du 21 mai 1951 sur le droit de cogestion dans les entreprises minières et sidérurgiques. Elle prévoit, en effet, que les conseils d'administration des sociétés charbonnières et sidérurgiques, des mines de fer et des cokeries employant plus de 1.000 ouvriers comprennent un nombre égal de représentants des actionnaires et représentants du personnel et un membre désigné par la majorité des précédents. Chaque entreprise a à sa tête quatre directeurs, désignés par le conseil d'administration, dont un directeur social; ce dernier doit obtenir la majorité des voix des représentants du personnel.

Les premiers résultats de la cogestion semblent satisfaisants. En effet, les conflits sociaux ont presque totalement disparu et les ouvriers participent volontiers à la politique de productivité. Quant aux perspectives financières, elles ne sont pas défavorables.

b) *Les conditions géologiques.* — Outre l'abondance exceptionnelle du combustible dans la Ruhr, il faut noter la grande variété des qualités: de haut en bas, les puits traversent successivement 55 veines de charbons flambants et à gaz, 57 veines de charbons gras et de forge, 10 veines de charbons maigres. Seuls, font presque défaut les anthracites.

Il y a enfin des avantages de structure certains: les couches affleurent dans le triangle Wuppertal-Essen-Dortmund et plongent vers le Nord-Est sous une pellicule de terrains morts imperméables. En conséquence, les galeries de mines sont d'autant plus profondes et d'autant moins inondables qu'on va vers le Nord. Enfin, la faible amplitude des accidents structuraux, ondulations ou cassures, rend l'exploitation en général plus facile que dans le bassin franco-belge.

Quant au lignite, on sait que, si le nombre de mines à ciel ouvert tend à diminuer, les veines sont généralement à faible profondeur, ce qui permet une exploitation très mécanisée et à grand rendement. Dans la mine à ciel ouvert de Knappsack bei Köln, que la mission du conseil économique a pu visiter, la mécanisation est poussée à un degré extraordinaire.

c) *Emploi et rendements.* — Le nombre des personnes occupées dans les houillères augmente régulièrement depuis quelques années, à l'inverse de ce qui s'est passé en France.

Nombre de mineurs de fond (en milliers).

PAYS	1946	1950	1952
Allemagne	189	302	325
France	212	175	167,5

Le total des personnes occupées était, en 1952, de 511.700 (contre 247.400 en France).

Quant au rendement individuel par poste (fond), s'il se classe avant celui de la Belgique et de la France, il reste néanmoins inférieur à ceux de la Grande-Bretagne, des Pays-Bas et de la Sarre (1952, en kilogrammes):

PAYS-BAS	SARRE	GRANDE-BRETAGNE	ALLEMAGNE	FRANCE	BELGIQUE
1.750	1.685	1.660	1.500	1.290	1.072

Le nombre de mineurs employés dans les mines de lignite a, au contraire, diminué régulièrement au cours des dernières années, cependant que la production augmentait. Le rendement individuel en tonnage est huit fois plus élevé que dans les mines de charbon, et il reste encore plus du double si l'on ne tient compte que de la valeur calorifique du combustible extrait.

1951:

Production: 83.120.000 tonnes.
Nombre de mineurs: 36.970.
Rendement annuel par mineur: 2.250 tonnes.
Soit, en équivalent calorifique-charbon: 650 tonnes.
Rendement annuel d'un mineur de charbon: 295 tonnes

Aucun problème de recrutement ne se pose dans ce pays, mais le principal problème est celui du logement de la main-d'œuvre, freiné par l'insuffisance des investissements.

IV. — **Production et échanges.**

Production par catégories.

(En millions de tonnes.)

ANNÉES	MAIGRES, anthracites, 1/2 gras, 3/4 gras,	CHARBONS gras.	FLAMBANTS	TOTAL
1950 (1)	16,1	74,7	20	110,8
1951 (1)	17,1	80,2	21,6	118,9
1952 (1)	18,4	83	21,9	123,3

(1) Non compris la production des petites mines: 1950 = 361.000 t.; 1951 = 1.300.000 t.; 1952 = 1.430.000 t.

Production de lignites, de briquettes de lignite et de pechkohle.

(En millions de tonnes.)

ANNÉES	LIGNITES	PECHKOHLE	BRIQUETTES de lignite.	SEMI-COKE de lignite.
1950	75,8	1,5	14,9	0,7
1951	83,1	1,6	15,9	0,7
1952	83,4	1,7	16,4	0,7

Importations et exportations de houille.

(En milliers de tonnes.)

ANNÉES	IMPORTATIONS	EXPORTATIONS
1950	4,07	15,38
1951	9,57	13,41
1952	11,83	12,16

Les importations en 1952, viennent surtout des Etats-Unis (7,38 M. t.) et de la Sarre (3,39 M. t.). Les exportations sont destinées essentiellement à l'Italie (3 M. t.), à la France (2,76 M. t.) et aux Pays-Bas (1,94 M. t.).

En 1952, l'Allemagne a exporté 1.500.000 tonnes de briquettes et de semi-coke de lignite, surtout vers la France (300.000) et les Pays-Bas (233.000).

V. — **Perspectives d'avenir.**

La Deutsche Kohlen Bergbau Leitung a établi un plan de production s'étendant de 1952 à 1958. Pour 1956, à la condition que les mesures qui vont être décrites puissent être mises en application, la production de l'Allemagne occidentale se chiffrera à 140 millions de tonnes. Il semble possible d'atteindre 150 millions de tonnes.

a) MAIN-D'ŒUVRE

Il y a actuellement 325.000 mineurs inscrits au fond dans les mines allemandes; ils produisent 123,3 millions de tonnes par an, avec un rendement de 1.500 kg. Tenant compte d'une augmentation sensible du rendement pendant la période 1952-1956 et de la possibilité de disposer au fond de 20.000 ouvriers supplémentaires, la production de 150 millions de tonnes précitée pourrait être atteinte en 1956.

Le recrutement de ces 20.000 mineurs pose surtout un problème de logement dans les régions minières, car l'Allemagne possède des réserves de main-d'œuvre dans ses régions agricoles. Il était envisagé à cet effet de construire:

46.000 logements en 1952,
46.000 logements en 1953,
30.000 logements en 1954,

ce qui représente des dépenses totales d'investissements de 1.720 millions de D. M.

b) Développements techniques

De 1952 à 1956, il est prévu de mettre en exploitation huit nouveaux sièges modernes d'exploitation, qui entreront en production en 1956.

Des travaux de modernisation et de concentration sont en cours dans toutes les sociétés. La mécanisation des moyens d'abattage et de transport se poursuit à un rythme accéléré et, en avril 1952, 40 tailles supplémentaires mécanisées sont entrées en service; un développement ultérieur est lié à la fourniture du matériel nécessaire.

On a pu augmenter la production des tailles mécanisées et la porter à 92.000 tonnes par jour, pour une production totale de 392.000 tonnes. Ce chiffre est en augmentation continue.

VI. — Prix de vente.

Les tableaux suivants, extraits du Recueil statistique de la communauté européenne du charbon et de l'acier (juin 1953) donnent les prix, départ mine, de quelques charbons standard du bassin de la Ruhr, et des briquettes et semi-cokes de lignite des bassins de Rhénanie et de Helmstedt.

Prix des charbons de quelques sortes standard (1).

(Prix départ mine, en DM à la tonne.)

CATÉGORIES	TENEURS en matières volatiles (en pourcentage) (2).	SORTES	CALIBRES en millimètres.	PRIX A PARTIR DU: 1er août 1948.	1er janvier 1950.	1er décembre 1950 (3).	1er mai 1952.	1er février 1953.	15 mars 1953 (4).
Gas- und Gasflammkohle	28-40	Koksfeinkohle	10/6-0	32,50	32,50	37,50	47,50	52,50	52,50
		Nuss II	50/30	35	35,50	40	49,50	55,50	55,50
Fettkohle	19-28	Koksfeinkohle	10/6-0	32,50	32,50	37,50	47,50	52,50	52,50
		Stücke	80	37	37	40	49	55	55
Esskohle	14-19	Gew. Feinkahlen...	10/6-0	»	»	35,50	43	48	48
		Nuss IV	18-10	35	36	41	51	57	57
		Nuss II	50/30	42	44	51	65	75	75
Magerkohle	10-14	Nuss III	30/18	46	47	54	71	82	82
Anthrazit	7-10	Nuss III	30/18	55	56	71	81	97	97
		Eierbriketts	»	46	46	48	60	68	68
Steinkohlenkoks	—	Hochofenkoks	80	42	42	48	61	64	64
		Brechkoks 3	40-20	47	47	53,50	64,50	67,50	67,50

(1) Depuis le 1er décembre 1950, il a été institué des suppléments pour des qualités spéciales et, depuis le 1er novembre 1951, une taxe de 2 DM par tonne vendue pour la construction d'habitations à l'usage des mineurs. Il est accordé des réductions particulières de prix depuis le 1er mai 1952 en faveur des consommateurs de charbons domestiques, en faveur de la navigation maritime, de la pêche en haute mer, des chemins de fer non fédéraux et, depuis le 1er février 1953, également en faveur des chemins de fer fédéraux, de la navigation intérieure, ainsi que des services publics pour la partie des livraisons du charbon correspondant aux quantités d'électricité et de gaz fournies au secteur domestique. A partir du 1er avril 1953, ces dernières livraisons faites aux services publics, ainsi que celles faites à la navigation maritime, ont été exclues du bénéfice de ces réductions.

(2) Les renseignements relatifs aux matières volatiles représentent des moyennes et ne sont donnés qu'à titre indicatif d'après les derniers barèmes publiés.

(3) Sans tenir compte de la majoration pour le « Spitzenkohle » (charbon: 35 DM et coke 46,20 DM la tonne), perçue du 1er juillet 1951 au 30 avril 1952.

(4) Sans tenir compte du supplément perçu séparément au titre du prélèvement de péréquation en application des paragraphes 25, 26, et 27 de la convention relative aux dispositions transitoires faisant suite au traité instituant la communauté européenne du charbon et de l'acier.

Prix des briquettes de lignite et du semi-coke de lignite.

(En D. M. par tonne.)

BASSINS	CATÉGORIES	GROUPES de consommation.	PRIX A PARTIR DU: 1er août 1948.	16 mai 1949.	16 août 1950.	1er novembre 1951.	1er décembre 1951.	8 février 1953.	15 mars 1953.
Rhénanie....	Briquettes de lignite (1).	Foyers domestiques...	17,20	17,20	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60
		Autres consommateurs	13,20	17,20	17,60	(2) 22,60	(2) 22,60	23,60	23,60

BASSINS	CATÉGORIES	GROUPES de consommation.	1er août 1948.	1er septembre 1948.	1er janvier 1950.	1er août 1952.	8 février 1953.	15 mars 1953.
Helmstedt...	Briquettes de lignite (3).	Foyers domestiques...	19	19	19	19	19	19
		Autres consommateurs	16	16	19	19	25	25
	Semi-coke de lignite (4). — Siebkoks..........		22	28	28	38	42,60	42,60

(1) Jusqu'au 7 février 1953, parité Liblar; à partir du 8 mai 1953, parité Frechen. Depuis le 1er novembre 1951, une taxe de 1 DM par tonne vendue est prélevée pour la construction d'habitations à l'usage des mineurs. Pour certains territoires éloignés, un rabais de 1 DM par tonne est accordé.

(2) A l'exception des services publics et essentiels pour lesquels est maintenu le prix antérieur.

(3) Parité Luckenau. Depuis le 1er novembre 1951, une taxe de 1 DM par tonne vendue est prélevée pour la construction d'habitations à l'usage des mineurs.

(4) Prix départ usine.

VII — Consommation.

Avant de parvenir au stade du consommateur final, une large part de la production de houille et de lignite subit des transformations. C'est ainsi que, à un premier stade, 40 p. 100 du charbon produit est enfourné dans les cokeries, et que plus de la moitié du lignite produit est transformé en briquettes.

Première répartition des disponibilités en charbon, en 1952.

(Milliers de tonnes.)

Disponibilités	122.891
Consommation propre des mines	12.095
Livraison aux fabriques d'agglomérés	4.751
Livraisons aux cokeries	48.460
Usines à gaz	5.707
Centrales électriques	9.749
Reste pour la consommation directe	42.129

Première répartition des disponibilités en lignite, en 1952.

(Milliers de tonnes.)

Disponibilités	83.400
Consommation propre des mines	1.300
Livraisons aux usines d'agglomération (briquettes)	48.600
Livraisons aux cokeries	2.200
Centrales électriques	27.300
Reste pour la consommation directe	4.000

De ce fait la consommation directe de combustibles solides se répartit ainsi, entre les diverses catégories de consommateurs:

DÉSIGNATION	HOUILLES	COKE de four.	AGGLOMÉRÉS	BRIQUETTES de lignite.	LIGNITE
Chemins de fer	9.930	174	199	248	»
Navigation intérieure et soutes	2.173	41	3	89	»
Industrie sidérurgique	1.902	14.511	64	752	3.350
Autres industries	15.763	4.432	365	4.385	
Foyers domestiques et artisanat	(1) 9.625	3.822	3.733	8.661	650
Troupes d'occupation	547	2.053	24	311	»
Berlin-Ouest	2.189	453	85	1.152	»
Totaux	42.129	25.516	4.473	15.598	4.000

(1) Y compris les livraisons au personnel.

On examinera dans les paragraphes suivants les diverses catégories de consommateurs. Les secteurs de transformation (cokeries, usines à gaz, centrales électriques) feront l'objet de chapitres spéciaux.

a) Les transports

Les combustibles solides représentent 97 p. 100 de la consommation d'énergie des chemins de fer allemands.

ANNÉES	COMBUSTIBLES SOLIDES (En millions de tonnes.)	ÉLECTRICITÉ (En milliards de kWh.)
1950	10	0,5
1951	10,1	0,6

Les transports ferroviaires représentaient d'ailleurs encore 61 p. 100 de la consommation d'énergie de l'ensemble des transports en 1951 (contre 66 p. 100 en 1950).

Répartition de la consommation des transports autres que les chemins de fer.

ANNÉES	COMBUSTIBLES solides (en millions de tonnes).	COMBUSTIBLES liquides (en millions de tonnes)	ÉLECTRICITÉ en milliards de kWh.
1950	1,9	2,3	1,1
1951	2,3	2,8	1,3

Il est à noter que, en 1950, dans les chemins de fer allemands, la consommation de charbon par tonne-kilomètre était la plus faible d'Europe, bien que supérieure encore à son niveau d'avant-guerre:

Allemagne occidentale	62 kg.
France	63 kg.
Autriche	72 kg.
Belgique	73 kg.
Italie	94 kg.
Sarre	96 kg.

b) La consommation domestique

(y compris l'artisanat, les mineurs, les troupes d'occupation).

La part des combustibles minéraux solides est, dans ce domaine, plus forte encore que dans les transports. Néanmoins, elle perd régulièrement un peu de terrain au profit du gaz et de l'électricité:

PRODUITS	1936	1951
Combustibles minéraux solides (millions de tonnes)	29,2	27,5
Electricité (milliards de kWh)	2,4	8,4
Gaz (milliards de mètres cubes)	1,4	1,9
Combustibles liquides (millions de tonnes)	0,1	0,1

c) La consommation industrielle (en général).

Même remarque que pour le secteur précédent:

PRODUITS	1949	1950	1951
Houille et agglomérés (millions de tonnes)	17,5	19,7	19,9
Coke (millions de tonnes)	11,7	13,8	16,3
Briquettes de lignite (millions de tonnes)		4,5	4,6
Electricité (milliards de kWh) (1)	11,5	15,2	19,2
Gaz de cokerie (milliards de mètres cubes)	4,7	5,8	6,8

(1) Non compris la production des centrales industrielles.

d) La sidérurgie

Les entreprises sidérurgiques des Konzerns de la Ruhr, placées à l'origine sous séquestre britannique comme les charbonnages, ont également subi les effets des mesures de déconcentration imposées par les alliés. Vingt-cinq nouvelles sociétés sont ou seront constituées pour remplacer les anciens Konzerns. Leurs conseils d'administration sont bipartites comme ceux des charbonnages et les anciens propriétaires pourront (jusqu'à un certain point) être indemnisés par la remise d'actions des nouvelles sociétés. Onze sociétés seulement sur vingt-cinq sont autorisées à posséder des mines de charbon et des cokeries, sous réserve d'ailleurs que celles-ci ne couvriront pas plus de 75 p. 100 de leurs besoins en charbon à coke. La sidérurgie allemande ne contrôlera plus, de ce fait, que 18 p. 100 de la production de charbon, contre 56 p. 100 avant guerre.

Un accord germano-allié du 28 juillet 1952 a levé toutes les restrictions imposées jusqu'ici à la production de l'acier, les contrôles antérieurs étant devenus sans objet, par suite de l'entrée en vigueur du plan Schuman le 25 juillet 1952.

Voici l'évolution de la production d'acier brut aux Etats-Unis, en Allemagne occidentale, en France, en Sarre, et en Grande-Bretagne en 1938, 1939, 1950, 1951 et 1952 (en millions de tonnes):

ANNÉES	ÉTATS-UNIS	ALLEMAGNE occidentale.	GRANDE-BRETAGNE	FRANCE	SARRE
1938	28,8	17,9 (20,1) (1)	10,6	6,2	2,6
1939	47,9	18,1 (22,5) (1)	13,4	8	2
1950	87,9	12,1	16.6	8,7	1,9
1951	95,4	13,5	15,9	9,8	2,6
1952	84,6	15,7	16,7	10,9	2,8

(1) Entre parenthèses: ensemble de l'Allemagne.

Les chiffres connus de l'année 1953 montrent que l'Allemagne n'a pu reprendre à la Grande-Bretagne la première place parmi les producteurs européens.

En 1951, la sidérurgie allemande consommait pour produire 15,7 millions de tonnes d'acier, 26,5 millions de tonnes de minerai de fer (contenant 8,5 millions de tonnes de fer), 8,2 millions de tonnes de ferrailles et de vieilles fontes et 13,3 millions de tonnes de coke.

Or, l'Allemagne occidentale ne produisait elle-même, en 1952, que 15,4 millions de tonnes de minerai de fer, en important 11,1 millions de tonnes (dont seulement 6 p. 100 de France, environ).

L'Allemagne occidentale n'exporte ni n'importe d'acier brut. En 1952, elle a exporté 70.000 tonnes et importé 170.000 tonnes de lingots et demi-produits, et elle a exporté 1.130.000 tonnes et importé 670.000 tonnes de produits finis.

Le total du personnel employé dans la sidérurgie est de 271.000 (France 208.000).

CHAPITRE III

LE COKE ET LE GAZ

Actuellement, 42 à 46 p. 100 des charbons extraits en Allemagne occidentale sont utilisés sous forme de fines dans les cokeries et usines à gaz. A ce chiffre, il convient d'ajouter le charbon (classé et tout venant) employé dans les usines à gaz, qui est voisin de 6 p. 100 de la production totale.

I. — Le coke.

L'Allemagne occidentale est le premier producteur de coke d'Europe, et sans doute le second du monde.

PAYS	1950		1951		1952	
	Coke de four.	Coke de gaz.	Coke de four.	Coke de gaz.	Coke de four.	Coke de gaz.
Allemagne occidentale.	27,3	3,1	33,6	3,4	37,2	3,4
Grande-Bretagne	16,6	11,8	17,2	12	17,3	12,8
France (plus Sarre)...	10,6	2,7	12,4	3,1	13,3	2,8

Le coke de l'Allemagne occidentale représentait en 1951 la plus grande partie des importations européennes de coke. Les exportations allemandes ont atteint 10,6 millions de tonnes en 1952.

Les cokeries minières représentent 92 p. 100, les cokeries sidérurgiques 8 p. 100 du total.

Répartition de la consommation intérieure de coke en 1952.

(En milliers de tonnes.)

HAUTS-FOURNEAUX et sidérurgie.	AUTRES industries.	FOYERS domestiques et artisanat.	DIVERS
14.541	4.432	3.822	2.721

II. — Le gaz.

Le gaz représente, en calories, environ 10 p. 100 de la consommation finale d'énergie en Allemagne occidentale, et, en énergie utile, compte tenu du rendement, environ 15 p. 100. Sa production augmente d'ailleurs sans cesse (en millions de mètres cubes):

1949	1950	1951	1952
11.942	13.305	18.524	20.805

Ce développement remarquable, voisin de celui des Etats-Unis et de la Grande-Bretagne, est dû surtout:

1. A l'énorme production de coke de l'Allemagne occidentale; les cokeries fournissent en effet 84 p. 100 du gaz, les usines à gaz 16 p. 100 et cette qualité de sous-produit permet un prix de vente peu élevé.

2. A la construction d'un réseau très complet de transport (3.800 km de longueur); certaines conduites amènent le gaz jusqu'à Berlin, en Sarre, en Belgique, en Hollande.

Le gaz transporté à longue distance vient surtout de la Ruhr, qui en produit 17 millions de mètres cubes par jour. La seule usine de Hamborn, de la Thyssensche Gas-und Wasserwerke G. m. b. h., dont la visite a retenu tout particulièrement l'attention de la mission, en produit 2,5 millions de mètres cubes par jour, en même temps que 6.500 tonnes de coke.

Ce gaz a un pouvoir calorifique très inférieur à celui du gaz naturel (4.300 à 4.700 calories, au lieu de 10.000 environ). Mais son prix de vente est faible:

7,3 pf. (soit 5,9 F) pour la grosse industrie;
9 à 10 pf. (soit 7,3 à 8 F) pour la petite industrie;
13 pf. (soit 10,5 F) pour l'artisanat;
25 à 30 pf. (soit 20 à 24 F) pour les usages domestiques.

Ce sont surtout les usages industriels qui constituent le principal débouché, contrairement à ce qui se passe dans d'autres pays:

Répartition de la consommation de gaz en 1951.

(En millions de mètres cubes.)

METALLURGIE, sidérurgie, mécanique.	CHIMIE	MATÉRIAUX de construction.	AUTRES industries et transports.	FOYERS domestiques et divers.
11.955	1.708	610	145	2.026

CHAPITRE IV

L'ELECTRICITE

En ce qui concerne l'électricité, on constate, une fois de plus, la prédominance du charbon dans l'économie allemande, puisque les quatre cinquièmes de la production sont d'origine thermique. Les ressources hydrauliques sont en effet assez faibles. De sorte qu'il s'agit ici plutôt de l'étude d'un secteur d'utilisation du charbon que de celle d'une source primaire de production énergétique.

Ce principe général va guider l'étude des problèmes posés par cette forme d'énergie en raison de son importance toute particulière dans l'économie allemande.

Nous utiliserons plus particulièrement la documentation très complète et les renseignements très précis que nous ont fournis les représentants du ministère fédéral des affaires économiques, notamment sur ce secteur de l'énergie.

I. — Disponibilités.

a) Puissance installée.

Pour la puissance installée comme pour la production, l'Allemagne vient, en Europe, après la Grande-Bretagne et avant la France.

Evolution de la puissance installée depuis 1949.

(En millions de kilowatts.)

ANNEES	THERMIQUE	HYDRAULIQUE	TOTAL
1949	8,6	2,1	10,7
1950	9,4	2,2	11,6
1951	9,6	2,4	12
1952	10,4	2,5	12,9

Prévisions de développement de la puissance installée jusqu'en 1956.

ANNEES	THERMIQUE	HYDRAULIQUE	TOTAL
1953	10,9	2,5	13,4
1954	11,8	2,6	14,4
1955	12,1	2,65	14,75
1956	12,3	2,7	15,0

On voit que la part de l'énergie hydraulique est faible et qu'elle diminue régulièrement (19,6 p. 100 en 1949; 18,7 p. 100 en 1953; 18 p. 100 en 1956).

La quasi-totalité des centrales hydrauliques sont des centrales « services publics ». Par contre, sur l'ensemble des centrales thermiques, les centrales industrielles (privées) représentent une proportion élevée. En effet, la puissance installée des centrales industrielles atteignait 4,65 millions de kilowatts au début de 1953, dont 0,17 million de kilowatts hydrauliques, sur un total de 13,44 millions de kilowatts, dont 2,46 millions de kilowatts hydrauliques.

Il est à noter qu'une forte proportion des centrales thermiques industrielles est alimentée au gaz, contrairement à ce qui se passe pour les centrales « services publics ».

Quant à la puissance installée des centrales « services publics », elle atteignait 8,686 millions de kilowatts au 31 décembre 1952 et 8,790 au 30 juin 1953.

La décomposition qui en est donnée dans le tableau ci-dessous montre le rôle de plus en plus important joué par le lignite et, au contraire, la part minime des produits pétroliers et du gaz.

DÉSIGNATION	AU 31 décembre 1951.	AU 31 décembre 1952.	AU 30 juin 1953.
	(En milliers de kilowatts.)		
Centrales hydrauliques:			
Fil de l'eau	1.216,5	1.263,8	1.265,2
Réservoirs	617,0	686,4	686,4
Pompage pur	247,0	247,0	247
Total	2.080,5	2.197,2	2.198,6
Centrales thermiques:			
Lignite cru	1.234,4	1.745,2	1.810,2
Houille	4.422,1	4.650,3	4.686,3
Tourbe, produits pétroliers et gaz	84,8	93,0	94,0
Total	5.741,3	6.488,5	6.590,5
Total général	7.821,8	8.685,7	8.789,1

b) Production

De 1948 à 1952, la production brute de courant électrique a été portée dans les centrales « Services publics » de 20,4 à 34,3 milliards de kWh (augmentation de 67 p. 100) et dans les centrales industrielles de 12,2 à 21,9 milliards de kWh (augmentation de 79 p. 100). Au total, la production de courant est montée de 32,6 à 56,2 milliards de kWh, chemins de fer non compris (augmentation de 73 p. 100).

ANNÉES	THERMIQUE	HYDRAULIQUE	TOTAL
1949	31,1	7,6	38,7
1950	35,8	8,3	44,1
1951	42,3	9	51,3
1952	46,3	9,9	56,2
(France en 1952)	18,4	22,4	40,8
(Grande-Bretagne en 1952)	74,1	2,4	76,5

La participation des diverses sources d'énergie à la production de courant des centrales « services publics » a subi, de 1948 à 1952, les modifications suivantes:

Eau: de 32,2 à 25,2 p. 100.

Lignite: de 23,0 à 27,4 p. 100.

Houille: de 43,6 à 46,5 p. 100.

Autres: de 1,2 à 0,9 p. 100.

Dans l'avenir, la quote-part des centrales hydrauliques diminuera et celle des centrales à lignite augmentera. Pour les prochaines années, il n'y a pas lieu de compter sur des augmentations brusques de la consommation de houille pour la production de courant. D'autres sources d'énergie, telles que l'huile et le gaz, n'auront guère, dans l'avenir, une plus grande importance pour la production d'électricité. En cas de disponibilités plus importantes en huiles lourdes de chauffage — auxquelles on peut éventuellement s'attendre et qui peuvent difficilement être placées ailleurs — quelques chaudières chauffées à l'huile, ou des turbines à gaz ou à air chaud pourraient être utilisées pour la couverture de la pointe et comme réserves.

c) Exportations. — Importations

Au cours de ces dernières années, la production nationale d'énergie électrique n'a pas été suffisante pour couvrir l'ensemble des besoins intérieurs. Les importations nettes annuelles se sont élevées à environ 1 milliard de kilowatts-heure en 1951 et 1952, surtout de Suisse et d'Autriche.

PAYS	1951 Importation. +	1951 Exportation. —	1951 Solde.	1952 Importation. +	1952 Exportation. —	1952 Solde.
	(Milliards de kWh.)					
Suisse	564	80	+ 484	520	88	+ 432
Autriche	926	403	+ 523	1145	503	+ 642

II. — Consommation.

Depuis la fin de la guerre, l'économie électrique s'est trouvée en présence d'une énorme demande d'énergie, à laquelle elle a pu répondre pour la première fois sans restriction au cours de l'hiver 1952-1953.

La loi du doublement en dix ans, qui correspond à une augmentation annuelle de la consommation de 7 à 8 p. 100, a donc été largement dépassée au cours de ces dernières années. Mais on tend maintenant à revenir à la normale: l'augmentation n'a, en effet, été que de 9,8 p. 100 en 1952, contre 16,8 p. 100 en 1951, et l'augmentation pendant le premier semestre de 1953 n'a été que de 4,4 p. 100.

L'activité économique du premier semestre 1953 (augmentation de 7 p. 100 sur le premier semestre 1952) n'explique pas ce rythme plus lent de l'augmentation de consommation. Il en faut voir plutôt les causes dans les efforts de rationalisation et dans l'augmentation des prix du courant, survenue à partir de mars 1952 pour les gros abonnés et de février 1953 pour les petits abonnés non domestiques.

Les derniers chiffres officieusement connus (août 1953) donnent, par rapport à la période correspondante de 1952, des coefficients d'augmentation de l'ordre de 5,5 p. 100. Les services allemands compétents estiment qu'une augmentation de 6 p. 100 environ est à prévoir pour l'année 1953. Pendant les années suivantes, le taux moyen d'augmentation de 7,2 p. 100 est considéré comme probable.

En 1951 et 1952, la consommation totale d'énergie électrique se répartissait comme suit (en millions de kilowatts-heure):

SECTEURS DE CONSOMMATION	1951	1952
Mines	6.110	6.620
Sidérurgie, métallurgie, mécanique	10.360	11.750
Industries chimiques (dont pétrole)	9.820	10.600
Autres industries	7.990	8.370
Transports	1.850	2.000
Agriculture	830	960
Consommation domestique	3.600	4.120
Commerce et artisanat	2.820	3.240
Divers	2.060	2.280
Ensemble de la consommation	45.440	50.030

III. — Prix de vente du kWh.

Il n'est plus actuellement possible de connaître les clauses financières des contrats particuliers. Cependant, le tableau ci-dessous donne les résultats statistiques généraux:

Prix moyen du kWh (en pfennings) *distribué par le réseau général.*

PÉRIODES	REVENDEURS	ABONNÉS à contrats particuliers (en principe abonnés industriels HT et quelques abonnés BT).	ABONNÉS sur tarifs généraux homologués.	ENSEMBLE
Année 1949	4,0	5,4	17,5	9,3
Année 1950	4,1	5,4	17,4	8,9
Année 1951	4,5	5,5	17,2	8,8
Année 1952	5,2	6,7	18,4	10,0
Du 1er janvier au 31 mars 1952	4,7	6	17,3	9,3
Du 1er avril au 131 décembre 1952	5,3	6,9	18,8	10,3

Une ordonnance du 26 mars 1952 a, pour la première fois depuis le 21 juin 1948, donné l'autorisation générale aux distributeurs d'appliquer, en accord avec les abonnés, une revalorisation des contrats spéciaux dont les clauses de variation (charbon en particulier) n'avaient pu jouer depuis 1938.

Signalons en plus que, en date du 30 janvier 1953, une seconde ordonnance a supprimé — en ce qui concerne les abonnés non domestiques bénéficiant des tarifs généraux homologués — le blocage de la taxe fixe. Ce blocage avait été ordonné par une décision du 25 juillet 1938. Par ailleurs, les services compétents du ministère fédéral de l'économie préparent une ordonnance générale sur les tarifs, coordonnant les ordonnances antérieures et fixant des conditions générales de fixation, de modification et de publicité des tarifs. Cette ordonnance paraîtra vraisemblablement dans les premiers mois de 1954 et semble faire l'objet d'assez âpres discussions. Une des principales difficultés résulte de l'existence de très nombreuses régies municipales ou communales, qui considéreraient volontiers la distribution d'électricité comme un des moyens d'équilibrer leur budget.

Il semble bien que l'ordonnance en préparation laissera aux autorités des Länder l'autorité qu'elles possèdent de décider les modifications locales de prix: ce pouvoir serait limité à des variations faibles. Il n'apparaît pas, en plus, que des règles spéciales seraient prescrites en ce qui concerne les contrats spéciaux pour très gros consommateurs, contrats qui, déjà actuellement, sont librement débattus entre le distributeur et l'usager.

IV. — Les centrales thermiques.

Elles fournissent, nous l'avons vu, 82 p. 100 de la production d'électricité; 61 p. 100 d'entre elles appartiennent au secteur public.

Afin de satisfaire à l'augmentation considérable de la demande d'énergie électrique, le rythme d'accroissement de la puissance installée s'étant révélé insuffisant, il a été nécessaire d'augmenter la durée annuelle d'utilisation des centrales thermiques. C'est ainsi que celle des centrales industrielles est passée de 4.960 à 5.610 heures et celle des centrales publiques de 3.400 à 4.000 heures.

a) Energie consommée

Elles sont essentiellement alimentées par les combustibles solides: houille et lignite; le charbon utilisé est généralement de bonne qualité (charbon gras) mais on tend à développer la consommation des bas produits.

Il est cependant à noter que 5 p. 100 de l'énergie consommée par les centrales thermiques l'est sous la forme de gaz. La part des produits pétroliers est, par contre, négligeable.

Divers combustibles utilisés par les centrales thermiques en 1951.

PRODUITS	QUANTITÉS (1).	ÉQUIVALENCE en charbon à 7.000 calories.	POURCENTAGE du total.
Charbon	16.427	16.427	65
Lignite	25.402	6.895	27,3
Divers (2)	796	544	2,2
Produits pétroliers	50	71	0,3
Gaz	2.134	1.234	4,9
Tourbe	233	100	0,3

(1) En milliers de tonnes et en millions de mètres cubes.
(2) Briquettes, semi-coke de lignite, pechkohle, lignite technique.

b) Rendements

Le rendement thermique des centrales allemandes est un des plus élevés d'Europe. Il était de 20 p. 100 pour les centrales privées et de 21,6 p. 100 pour les centrales publiques en 1951 et il s'est encore amélioré en 1952:

Evolution de la consommation de charbon par kWh dans l'ensemble des centrales thermiques (services publics).

	Kg/kWh (7.000 kcal./kg).
1940	0,74
1941	0,72
1946	0,73
1947	0,70
1948	0,66
1949	0,62
1950	0,58
1951	0,54
1952	0,52

Caractéristiques de certaines centrales thermiques entrées en service en 1951.

CENTRALES	PUISSANCE installée en milliers de kW.	PUISSANCE unitaire des chaudières en t/h.	CARACTÉRISTIQUES de la vapeur de la turbine. °C.	Kg/cm²	COMBUSTIBLE utilisé.
Fortuna	400	160	»	120	Lignite.
Goldenberg	900	160	490	120	Lignite.
Lahde	240	125	500	120	Charbon.

c) Coût d'installation

La construction de centrales thermiques, en Allemagne occidentale, demande, suivant leurs puissances respectives et les conditions particulières existantes, une dépense de premier établissement de 450 à 550 D. M. par kilowatt (soit de 37.000 à 46.000 F environ).

V. — Les centres hydrauliques.

La moitié (52 p. 100) des ressources hydrauliques de l'Allemagne occidentale sont déjà exploitées ou en cours d'aménagement.

a) Localisation

Très tôt utilisée, l'énergie hydraulique est fournie aujourd'hui par quatre groupes d'usines:

1° Le Rhin, entre le lac de Constance et Bâle, a été aménagé en collaboration avec la Suisse et les usines créées vendent leur énergie dans les deux pays. Assez anciennes, les centrales — Eglisau, Laugenburg, Ryburg, Schwörstadt, Theinfelden — n'ont qu'une production modeste. Des projets d'extension, liés ou non au projet d'aménagement pour la navigation, ont été déjà élaborés, mais leur réalisation est fonction de l'avenir des relations germano-suisses;

2° La Bavière, avec les nombreux cours d'eau tributaires du Danube — Lech, Isar, Leizach, Alz, Inn, etc. — a de grandes possibilités hydroélectriques qui ont été largement utilisées. Une des plus importantes usines est celle du lac de Walchen. L'énergie produite alimente, en particulier, les chemins de fer, et la distribution s'étend jusque vers Wartzbourg et Nuremberg;

3° Les cours d'eau de l'Allemagne moyenne — Neckar, Weser, Fulda, Oder, etc. — ont donné lieu à d'importants aménagements plus récents que les précédents, par exemple les ouvrages de la Hesse. Mais les dommages subis pendant la guerre ont été considérables;

4° Les constructions de canaux — Mitelland Kanal, canal du Main au Danube — ont été accompagnées par des réalisations hydro-électriques d'importance très inégale.

D'autre part, des centrales de pompage du type de celle du lac Noir ont été aménagées pour obtenir un meilleur rendement des ressources hydrauliques. Elles permettent en effet d'utiliser les excédents d'énergie invendable aux heures creuses de la nuit en pompant de l'eau dans un réservoir et en l'utilisant ensuite pour produire de l'énergie vendable aux heures de forte charge de la journée. Ces centrales peuvent fonctionner avec l'énergie inutilisée provenant soit de centrales au fil de l'eau, soit de centrales thermiques. (Voir page 19 la puissance des centres de pompage.)

La capacité des bassins d'accumulation est faible: 275 millions de kilowatts-heure en 1951 (contre 1.930 en France, 8.500 en Norvège).

La plupart des centrales actuellement en construction sont des centrales au fil de l'eau de puissance moyenne. Une grande centrale à réservoir est toutefois entrée en service en 1951. C'est celle de Waldshut, troisième échelon du grand ensemble de Schluchsee. Sa puissance installée est de 140.000 kilowatts, sa production annuelle prévue de 550-650 millions de kilowatts-heure.

b) Coût d'installation

La construction de centrales hydrauliques demande, suivant leur puissance et les conditions particulières, une dépense de premier établissement par kilowatt-heure de productibilité moyenne, de 0,44 D. M. environ (soit 36 F), ou encore, par kilowatt de puissance maximum développable:

Centrales de pompage: 500 à 600 D. M./kW (40.000 à 50.000 F).

Centrales à réservoir naturel: 1.000 à 1.600 D. M./kW (80.000 à 130.000 F).

Centrales au fil de l'eau: 1.800 à 2.000 D. M./kW (145.000 à 160.000 F).

La durée moyenne d'utilisation de l'ensemble des centrales hydrauliques est de 3.800 heures par an.

VI. — Eléments du prix de revient du courant.

a) Prix de certains matériaux et frais de main-d'œuvre

Prix moyen en DMk par tonne (1). — *Frais moyens en DMk par heure.*

DÉSIGNATION	1951	1952
Ciment au lieu de production	68,75	72,42
Acier pour béton armé	279,44	384,70
Acier de construction (poutres)	272,30	398,75
Cuivre électrolytique	2.580,30	3.119,3
Plomb	1.743,90	1.503,3
Frais de main-d'œuvre, célibataires (compris tous les frais supplémentaires):		
1° Pour les manœuvres non qualifiés, travaux d'aménagement hydrauliques de haute montagne	1,68	1,82
2° Pour les ouvriers qualifiés, exploitation de centrales thermiques	2,11	2,28

b) Coût moyen nominal de l'argent sur le marché financier

Dividendes actionnaires: 5 p. 100.

Taux d'intérêt moyen des emprunts obligataires: 8 p. 100.

Taux d'intérêt moyen des autres emprunts: 8 p. 100.

Par suite des frais d'émission, des charges fiscales se rapportant à la rémunération du capital, à la circulation des titres, etc., ces valeurs deviennent:

Pour les émissions d'actions: 17,8 p. 100.

Pour les emprunts obligataires: 11,2 p. 100.

Pour les autres emprunts: 9,0 p. 100.

Si l'on fait la moyenne pondérée de ces intérêts, on obtient, en pourcentage du capital total investi, le coût moyen *effectif* de l'argent sur le marché des capitaux: 13 p. 100.

c) L'impot sur les sociétés

Les bénéfices réalisés, après affectation des amortissements légalement autorisés, sont soumis à un impôt (Körperschaft-stener) de 60 p. 100.

(1) 1 D M k = 83 F environ (janvier 1954).

d) Prix de revient du kWh

A la sortie de l'usine, le prix de revient moyen du kWh (chiffre pondéré compte tenu des parts respectives de l'hydraulique et du thermique) ressort à 0,09 DM (soit 7,50 F environ).

Le pourcentage des pertes de distribution s'élève à 18 p. 100, le prix de revient moyen du kWh rendu aux consommateurs ressort à 0,11 DM (soit 9,10 F environ).

VII. — La distribution.

Le service public de distribution d'énergie électrique est assuré par environ 4.000 exploitations, dont les plus importantes peuvent être groupées dans les trois catégories suivantes:

Sept grandes entreprises réalisant une exploitation interconnectée (abstraction faite de Berlin),

Vingt entreprises régionales,

Quatre cents entreprises communales.

Le reste comprend des coopératives, des associations à objet déterminé, des entreprises distribuant de l'énergie à titre accessoire, des petites communes, etc.

La part de chaque catégorie dans la production totale en électricité et la livraison au dernier utilisateur est la suivante:

	Production.	Livraison au dernier utilisateur.
Entreprise interconnectée	77 p. 100	40 p. 100
Entreprise régionale	12 p. 100	20 p. 100
Entreprise communale et autres.	11 p. 100	40 p. 100

Depuis 1945, l'amélioration du réseau d'interconnexion et des installations de distribution n'a pas pu suivre le rythme de l'amélioration des installations de production. Il va de soi que les fonds disponibles ont dû être utilisés, tout d'abord, pour l'amélioration des installations de production. La longueur totale des réseaux de 220 et de 100 kV a augmenté d'environ 20 p. 100, tandis que l'augmentation de la capacité de transformation sur ces réseaux sera probablement de 30 à 40 p. 100. Le réseau d'interconnexion et les installations de distribution accusent encore de grands besoins et, par conséquent, exigeront une attention particulière au cours des prochaines années.

VIII. — Les autres modes de production d'énergie électrique. L'énergie atomique.

En ce qui concerne les autres modes de production d'énergie, l'utilisation du vent fait depuis déjà plusieurs années l'objet de recherches techniques; plusieurs installations d'essais sont en service, sur les rivages de la mer du Nord et les collines de Basse-Saxe, mais il n'y a pas lieu d'espérer qu'un emploi généralisé apporte une puissance notable au réseau général. En ce qui concerne l'énergie atomique, sa production est actuellement interdite par la Haute Commission alliée. Le Gouvernement allemand a entamé des négociations avec les gouvernements alliés pour obtenir une autorisation limitée de production et d'acquisition de combustibles nucléaires en vue de son utilisation à des fins industrielles.

Faute de ne pouvoir procéder à des recherches de laboratoire, certains milieux scientifiques ont envisagé la constitution de centres d'études chargés de rassembler toute documentation possible en la matière.

IX. — Perspectives immédiates.

Après les conditions difficiles d'après-guerre, l'industrie allemande de la production et de la distribution d'énergie électrique paraît entrer dans une période relativement stable:

— le rythme d'augmentation annuelle de la consommation paraît s'amenuiser et tendre vers un taux annuel légèrement supérieur à 7 p. 100;

— la mise en service de centrales et de lignes nouvelles se poursuit, et paraît suffire à l'accroissement des besoins;

— le financement des investissements paraît à peu près assuré;

— les constructeurs ont réorganisé leurs bureaux d'études et leurs ateliers, et peuvent livrer, dans des délais réduits, du matériel moderne;

— producteurs et constructeurs étudient l'application des modes nouveaux de production d'énergie.

CHAPITRE V

LE PETROLE ET LE GAZ NATUREL

I. — Consommation intérieure.

La consommation intérieure de produits pétroliers en Allemagne, qui atteignait 5,3 millions de tonnes en 1952, a augmenté de 56 p. 100 par rapport à l'avant-guerre. Le taux moyen d'accroissement annuel de 1948 à 1951 a été particulièrement élevé (37 p. 100), le niveau de la consommation ayant été très bas dans les premières années d'après-guerre. On prévoyait alors que la consommation augmenterait en moyenne de 12 p. 100 par an jusqu'en 1954, et par la suite d'environ 6 p. 100 par an.

Essence auto.

En 1952, la consommation d'essence auto a légèrement dépassé le niveau d'avant-guerre de 1,8 million de tonnes. On estime qu'elle a augmenté en 1953 et qu'elle augmentera en 1954 de 13 p. 100 environ.

Gas oil.

Le diesel oil consommé en Allemagne (1,8 million de tonnes en 1952) va dans une proportion de 92 p. 100 aux transports et à l'agriculture. Le niveau particulièrement élevé de cette consommation s'explique par l'existence d'un parc important de véhicules à moteur diesel. On compte que la consommation augmentera, en moyenne, d'environ 7,5 p. 100 par an jusqu'en 1954. Toutefois, si comme on le prévoit, l'équipement des chemins de fer en diesel se poursuit au cours des prochaines années, la consommation pourrait augmenter dans de bien plus fortes proportions.

Fuel oil.

Les évaluations actuelles qui concernent seulement le fuel résiduel et envisagent un accroissement moyen de 12 p. 100 par an en 1953 et 1954 sont fondées sur les conditions actuelles de la demande en Allemagne occidentale (0,94 millions de tonnes en 1952). Ces évaluations pourraient être plus élevées si la politique fiscale se modifiait.

Lubrifiants.

On prévoit que la consommation de lubrifiants augmentera d'environ 6 p. 100 par an dans les années à venir.

Carburants de remplacement.

L'Allemagne dispose de certaines quantités de carburants de remplacement. La consommation de benzol par les véhicules s'élève à 300.000 tonnes par an et l'on obtient 30.000 tonnes d'essence par la distillation des huiles de schiste et de goudron. De plus, environ 250.000 tonnes de produits obtenus par la distillation de l'huile de schiste et de l'huile de goudron sont employés comme combustibles à la place du fuel oil résiduel. Depuis la fin de la guerre, l'hydrogénation du charbon n'a pas été reprise au stade industriel.

II. — **Production de pétrole brut et de gaz naturel.**

Grâce à des travaux intensifs de recherche et de forage, la production indigène du pétrole brut a atteint 1.755.000 tonnes en 1952, soit une augmentation de 28 p. 100 par rapport à 1951. Cette évolution tient principalement à l'exploitation des nouveaux champs pétrolifères découverts au cours des dernières années. Sur les 7,3 millions de tonnes de brut qui ont été traitées en 1953 par les raffineries allemandes, le brut allemand représente une proportion de 29 p. 100. Les réserves probables au 1er janvier 1953 sont évaluées à 50 millions de tonnes.

La production de gaz naturel augmente également: elle s'établit à 96 millions de mètres cubes pour 1952, soit un accroissement de 10 p. 100 par rapport à 1950 et l'on pense qu'elle s'accroîtra encore en 1953. Cette production suscite beaucoup d'intérêt en Allemagne, le gaz étant utilisé en grande partie par l'industrie chimique comme matière première. Le transport du gaz à longue distance (qu'il s'agisse de gaz naturel ou du gaz industriel) revêt une très grande importance: le réseau actuellement installé a plus de 3.800 km.

Pour 1953, le pourcentage d'augmentation de la production a été encore plus important pour le pétrole (25 p. 100 par rapport à 1952) et surtout pour le gaz naturel (60 p. 100 par rapport à 1952) grâce à l'activité déployée dans le sondage:

a) *Production.*

	De pétrole.	De gaz naturel.
	Tonnes.	Millions de mètres cubes
1950	1.118.616	67,9
1951	1.366.685	83,5
1952	1.755.406	96,3
1953	2.200.000	155,7

b) *Sondes en production pendant l'année 1952.*

Production mensuelle moyenne.	Nombre de sondes absolu.	Nombre de sondes en pourcentage
Jusqu'à 5 tonnes	744	33,5
De 6 à 50 tonnes	853	36,8
De 51 à 100 tonnes	232	10,0
De 101 à 200 tonnes	206	8,9
De 201 à 500 tonnes	194	8,4
Au-dessus de 500 tonnes	57	2,5
	2.316	100,0

c) *Activité de sondage pendant l'année 1952.*

1) Sondages de recherche:

a) Avec succès	11	
b) Sans succès	72	
c) En cours	31	
	114	sondages pour 120.668,7 mètres.

2) Sondages d'extension:

a) Avec succès	33	
b) Sans succès	24	
c) En cours	16	
	73	sondages pour 91.398,1 mètres.

3) Sondages de production:

a) Avec succès	267	
b) Sans succès	30	
c) En cours	25	
	322	sondages pour 252.873,5 mètres.

4) Sondages techniques .... 9 sondages pour 8.574,2 mètres.

Total des profondeurs sondées .... 473.514,5 mètres.

III. — **Capacité de raffinage.**

On prévoit que la capacité de distillation passera d'un taux annuel de 8 millions de tonnes à la fin de 1952 à 11,2 millions de tonnes à la fin de 1954. Il convient de noter que ces chiffres comprennent une certaine capacité de réserve que l'on n'envisage pas d'employer pour le moment. Les estimations officielles fixent le taux de brut traité par les raffineries allemandes à 7,3 millions de tonnes en 1953 et à 9,7 millions en 1954. Toutefois, il reste un doute sur la réalisation effective de ces objectifs.

La capacité de cracking catalytique, qui était de 910 tonnes par jour de marche à la fin de 1952, passera à 7.880 tonnes par jour de marche à la fin de 1954, soit 23 p. 100 de la capacité totale de distillation. Cette proportion est assez élevée, si l'on compare ces chiffres à ceux des autres pays, mais elle s'impose étant donné la structure particulière de la consommation en Allemagne, dans laquelle le fuel oil n'entre que pour une très faible part.

IV. — **Approvisionnements et débouchés.**

En 1952, l'Allemagne était encore obligée d'importer de faibles quantités de produits finis, encore qu'il y ait eu quelques exportations.

Les importations totales nettes de produits finis (c'est-à-dire importations moins exportations) en 1952, se sont élevées à 199.000 tonnes.

Pour les principaux produits finis, les chiffres s'établissent comme suit:

194.000 tonnes d'exportations nettes d'essence;
445.000 tonnes d'importations nettes de gas diesel oil;
42.000 tonnes d'exportations nettes de fuel oil.

Il semble que sur la base du taux de traitement prévu, l'Allemagne pourra en 1954 couvrir presque tous ses besoins en produits pétroliers. Toutefois, il semble douteux que le taux de brut prévu sera réellement atteint. Même s'il ne l'était pas, il y aurait vraisemblablement un excédent de quelques centaines de mille tonnes d'essence auto, à moins que la consommation intérieure ne puisse s'accroître dans de plus fortes proportions qu'on ne le prévoit actuellement à la suite d'une modification des taxes actuelles ou pour d'autres raisons.

V. — **Prix de vente.**

En 1952, l'essence et le gas oil se vendaient, au détail, respectivement 0,65 DM (54 F) le litre et 0,505 DM (42 F) le kilogramme. Quant au fuel oil, il coûtait 85 DM (7.100 F) la tonne au départ de Hambourg.

CHAPITRE VI

BILAN DE L'ENERGIE

Un bilan de l'énergie pourrait comporter simplement, à l'actif, la production et, au passif, la consommation.

Mais on négligerait alors, d'une part, les importations et exportations et, d'autre part, les transformations subies entre la source de production et la consommation finale. En Allemagne, en particulier,

plus de la moitié de la production primaire d'énergie (essentiellement constituée par la houille et le lignite) est transformée en coke, en gaz et en électricité avant d'être livrée à la consommation finale; il est donc nécessaire de tenir compte du stade de la transformation, ce qui justifie une présentation du bilan de l'énergie en quatre tableaux: disponibilités en énergie primaire, répartition de la consommation d'énergie primaire, disponibilités totales en toutes formes d'énergie et répartition de la consommation finale d'énergie.

I. — *Disponibilités en énergie primaire* (1952).

DÉSIGNATION	HOUILLE (Millions de tonnes.)	LIGNITE (Millions de tonnes.)	PÉTROLE brut. (Millions de tonnes.)	HYDRO-électricité. (Milliards de kWh.)
Production nationale..	123,22	83,2	1,76	9,9
Consommation propre des producteurs......	— 12,10	— 1,3	»	»
Exportations	— 12,16	»	»	— 1,2
Importations	+ 11,83	»	+ 3,58	+ 2,2
Disponibilités nettes	= 110,79	= 82,1	= 5,34	= 10,9

II. — *Répartition de la consommation d'énergie primaire* (1952).

DÉSIGNATION	HOUILLE (Millions de tonnes.)	LIGNITE (Millions de tonnes.)	PÉTROLE brut. (Millions de tonnes.)	HYDRO-électricité. (Milliards de kWh.)
Agglomération	4,75	48,6	»	»
Cokeries	48,46	2,2	»	»
Usines à gaz............	5,70	»	»	»
Centrales thermiques..	9,75	27,3	»	»
Raffineries (pétrole)...	»	»	5,34	»
Consommation directe (1).............	42,13	4,0	»	10,9
Total	110,79	82,1	5,34	10,9

(1) Y compris les livraisons au personnel employé à la production.

III. — *Disponibilités finales en toutes formes d'énergie* (1952).

DÉSIGNATION	HOUILLE (Millions de tonnes.)	AGGLOMÉRÉS de houille. (Millions de tonnes.)	COKE (Millions de tonnes.)	LIGNITE (Millions de tonnes.)	BRIQUETTES et demi-coke de lignite. (Millions de tonnes.	GAZ (Milliards de mètres cubes.	ELECTRICITE (Milliards de kWh.)	PRODUITS pétroliers. (Millions de tonnes.
Issus de la production ou de la transformation	42,13	4,95	37,23	4,0	16,63	20,8	56,2	5,34
Consommation propre des transformateurs	(2)	— 0,21	— 1,48	(2)	— 0,48	— 2,2	»	— 0,47
Pertes	»	»	»	»	»	— 0,6	— 7,2	
Exportations	(2)	— 0,27	10,62	(2)	— 1,5	»	(2)	— 0,25
Importations	(2)	»	+ 0,4	(2)	+ 1,44	+ 0,3	(2)	+ 0,45
Disponibilités finales pour la consommation intérieure...........	= 42,13	= 4,47	= 25,53	= 4,0	= 16,09	= 18,3	= 50,0	= 4,47

(1) Coke de four seulement. La production allemande de coke de gaz était de 3,4 millions de tonnes en 1954, mais on ne dispose pas des chiffres de répartition.
(2) Voir tableau n° 1.

IV. — *Consommation finale d'énergie répartie entre les diverses catégorie de consommateurs* (1952).

DÉSIGNATION	HOUILLE (Millions de tonnes.)	AGGLOMÉRÉS de houille. (Millions de tonnes.)	COKE (Millions de tonnes.)	LIGNITE (Millions de tonnes.)	BRIQUETTES et demi-coke de lignite. (Millions de tonnes.)	GAZ (Milliards de mètres cubes.	ELECTRICITE (Milliards de kWh.)	PRODUITS pétroliers. (Millions de tonnes.)
Charbon de bois........................	9,930	0,199	0,174	0,008	0,248	»	0,7 (6) 1,3	»
Navigation intérieure et extérieure....	2,173	0,003	0,041		0,097	»	»	0,9
Transports routiers..................	»	»	»	»	»	»	»	3,5
Industrie sidérurgique.................	1,902	0,064	14,541	3,350	0,809	(3) 13,450	(3) 11,750	
Autres industries......................	15,763	0,365	4,432		4,528	2,435	8,370	0,67
Foyers domestiques (1) et artisanat...	9,625	3,733	3,836	0,650	8,948	2,169	(4) 6,620 (5) 8,320	
Divers (2)............................	2,736	0,109	2,506	»	1,463	0,250	2,280	
Total	42,129	4.473	25,530	4,008	16,093	18,304	50,030	5,07

(1) Y compris les livraisons au personnel des entreprises productrices et transformatrices.
(2) Livraisons aux troupes d'occupation et à Berlin-Ouest.
(3) Y compris les livraisons à l'industrie mécanique.
(4) Livraisons aux mines.
(5) Y compris les livraisons au commerce et à l'agriculture.
(6) Livraisons aux transports urbains.

CHAPITRE VII

LES INVESTISSEMENTS

I. — La situation jusqu'en 1951.

Nécessité d'une aide aux investissements.

a) *Naissance de la loi du 7 janvier 1952.*

Aucune aide gouvernementale directe n'est accordée aux investissements dans le domaine de la production d'énergie; mais les constructions de centrales hydrauliques jouissent de dégrèvements, en ce qui concerne les impôts sur la fortune, sur le revenu, sur les sociétés et la taxe professionnelle. Conformément à cette réglementation et à condition que la construction soit commencée avant le 31 décembre 1957, on n'est obligé de payer que 50 p. 100 du montant fixé par la loi, pour autant que la construction des installations est nécessaire et urgente, qu'il n'est pas versé plus de 5 p. 100 du capital social et que les bénéfices bruts n'excèdent pas 6 p. 100.

Cependant, la nécessité d'une législation spéciale en vue de favoriser les investissements insuffisants des secteurs de base était apparue dès le début de 1951. Ceux-ci étaient, en effet, limités par la rareté des capitaux et, du même coup, leur prix très élevé: le taux d'intérêt des moyens contrôlés par l'Etat variait de 7 p. 100 à 8,5 p. 100; les emprunts sur le marché des capitaux étaient contractés à un cours d'émission de 97 à 98 p. 100, un taux d'intérêt de 8 p. 100, un délai d'échéance de douze à vingt ans et un amortissement, après cinq années, à un cours de 102 à 103 p. 100.

Deux propositions de financement avaient alors été élaborées: la première par les syndicats qui voulaient établir un blocage autoritaire et général des investissements, suivi d'autorisations particulières de déblocage et de transferts de disponibilités; la seconde par le docteur Erhard qui envisageait de créer des bons d'épargne à souscrire obligatoirement par les acheteurs de certains articles de luxe.

Devant les menaces encore diffuses, mais néanmoins réelles, d'une ingérence de l'Etat dans le domaine des investissements, le « Comité commun de l'économie industrielle », émanation du patronat allemand, avait lancé, le 21 avril 1951, sa proposition qui fit sensation à l'époque: l'ensemble des entreprises allemandes s'offrait à fournir aux industries de base, sous forme de prêts, un milliard de D Mk entre le 1er juillet 1951 et le 30 juin 1952 pour couvrir les besoins d'investissements les plus urgents. Le Gouvernement se rallia aussitôt à cette proposition.

Les difficultés apparurent avec l'élaboration de la loi: celle-ci, qui, dans l'esprit de ses promoteurs, devait entrer en vigueur dès le 1er juillet 1951, était à peine ébauchée avant les vacances parlementaires d'été. Remise en chantier à la rentrée, elle donna lieu à de longs débats devant les deux Chambres pendant l'automne 1951.

La loi était définitivement adoptée le 7 janvier 1952, après avoir été complétée par deux articles, aussi importants que le projet initial; l'un accordait aux industries de base des possibilités exceptionnelles d'amortissement échelonnées sur trois ans (l'exonération fiscale en découlant a été évaluée par certains journaux entre un milliard et un milliard et demi de marks); l'autre ouvrait pratiquement la voie à la libération des derniers prix contrôlés par l'Etat.

Le Gouvernement, à son tour, ne se montrait guère plus pressé de mettre en vigueur la loi que le Parlement ne l'avait été de l'adopter: la première ordonnance d'application ne paraissait en effet que le 5 avril 1951, quatre mois après le vote, douze après la proposition du « Comité commun de l'économie industrielle ».

Pour juger des premiers résultats obtenus, il convient de se placer successivement du côté des bénéficiaires — les industries de base — puis des cotisants — l'ensemble des autres entreprises industrielles.

b) *La répartition des fonds.*

Les industries de base initialement retenues pour bénéficier de l'aide spéciale aux investissements comprennent les mines de charbon, les usines sidérurgiques, les centrales électriques et les entreprises de production de gaz; les entreprises de construction de wagons de marchandises pour la Bundesbahn et d'installation d'adduction d'eau leur furent ajoutées au cours de l'élaboration de la loi. Toutes ces branches d'activités ont accumulé un retard considérable dans leur équipement et, encore qu'il soit difficile d'estimer leur besoin d'investissement, celui-ci est supérieur annuellement à plusieurs milliards de D Mk.

(1) Les services économiques de notre haut commissariat ont communiqué à notre mission, plus particulièrement sur cette question, une documentation très complète, dont nous les remercions.

La loi du 7 janvier 1952, qui ne prévoit qu'une aide d'un milliard non renouvelable, ne peut donc être considérée, tout au plus, que comme l'amorce d'un véritable programme d'investissement ou comme un complément de financement.

Les sommes versées par les entreprises débitrices et collectées par l'administration fiscale ne viennent pas pour autant se fondre dans la masse budgétaire. Le législateur a voulu leur garder toute leur autonomie: il a donc créé un fonds spécial d'aide aux investissements », dont les avoirs sont déposés dans une banque privée, l'Industrie Kreditbank de Düsseldorf et en a confié la gestion à une assemblée de vingt membres désignés par le Gouvernement fédéral, le « Kuratorium », dont treize membres sont nommés sur proposition des syndicats patronaux et ouvriers, les sept autres étant des représentants des pouvoirs publics.

La charge d'examiner les demandes de fonds des industries de base et d'établir un plan de répartition du milliard dont il dispose a été confiée par le Kuratorium à une commission dite des crédits. Il s'agit donc essentiellement pour celle-ci d'opérer un choix entre les nombreux projets présentés par les entreprises des secteurs intéressés.

La commission des crédits a rempli sa mission dans un délai assez bref, puisqu'elle avait terminé son plan de répartition pour le 30 juin 1952: sur 550 projets présentés pour un montant total de 2.500 millions de D Mk, elle en a retenu 225, entre lesquels 958 millions doivent être répartis de la façon suivante (une marge de 42 millions de D Mk, étant conservée par mesure de prudence):

DÉSIGNATION	NOMBRE de projets retenus.	MONTANT en millions de DM.
Charbon	43	223
Fer et acier	26	264
Electricité	49	241
Gaz	55	120
Eaux	51	60
Construction de wagons	1	50
Total	225	958

Du milliard prévu, le Land Rhénanie du Nord-Westphalie doit recevoir la part du lion: 663 millions, soit sensiblement les deux tiers du total; cette proportion traduit assez bien l'importance des industries de base de la Ruhr par rapport à celles de l'ensemble de la République fédérale.

Il est également caractéristique que la très large part des fonds est réservée aux projets importants: sur les 225 retenus, 14 seulement reçoivent une aide supérieure à 10 millions de D Mk, mais ils totalisent à eux seuls 506 millions, soit plus que les 211 autres.

Les projets retenus ne sont définitivement agréés que dans la mesure où les disponibilités de fonds le permettent. Au début de septembre 1952 l'agrément de la commission n'avait été accordé que pour 110 projets d'un montant de 310 millions; les versements ne s'étaient élevés qu'à 110 millions. L'application de la « loi du milliard » a rencontré en effet certaines difficultés du côté des cotisants.

c) *Les ressources.*

La contribution du milliard doit être fournie par l'ensemble des entreprises industrielles et commerciales non bénéficiaires de l'aide. Deux critères ont été retenus pour servir de base de calcul: le chiffre d'affaires et les bénéfices: la base d'imposition comprend, en effet, la somme des bénéfices des années 1950 et 1951 et 4 p. 100 du chiffre d'affaires des même années. Les entreprises doivent verser en quatre termes 7 p. 100, en principe, du montant ainsi obtenu.

L'aspect le plus remarquable de cette contribution est que la perception en est réglée par le principe de la répartition: il s'agit d'obtenir des entreprises une somme d'un milliard de D Mk exactement. En conséquence, le taux de 7 p. 100 du prélèvement n'a rien de définitif; s'il a servi de base au calcul des sommes à verser pour le premier terme, il doit être modifié pour les termes ultérieurs en fonction des premières rentrées.

En contrepartie de leurs versements, les entreprises doivent recevoir soit des actions, soit des obligations ou des reconnaissances de dettes des sociétés bénéficiaires négociables dans un délai de trois ans. Le taux d'intérêt des obligations a été fixé en se référant au taux normal du marché; il est donc très élevé: 8 p. 100. En attendant la remise de ces titres qui ne doit intervenir que par tranche de 100 millions D Mk, les prêteurs reçoivent un intérêt intérimaire qui a été fixé en dernier lieu à 5 p. 100.

En dépit de ces considérations relativement favorables pour les parties versantes, le recouvrement des cotisations a été plus lent qu'il n'avait été initialement prévu.

En effet, les rentrées atteignaient, aux dates suivantes:

Au 30 juin 1952, 155 millions de D Mk,
Au 30 septembre 1952, 322 millions de D Mk,
Au 31 décembre 1952, 509 millions de D Mk,
Au 31 mars 1952, 577 millions de D Mk,
Au 30 juin 1953, 786 millions de D Mk,
Au 31 octobre 1953, 830 millions de D Mk,

Sur un total de 1.165 millions de D Mk à percevoir.

II. — Utilisation générale des fonds.

Au 30 juin 1953, sur le fonds théorique de 1 milliard de D Mk, 909,5 millions avaient été répartis par le « Kuratorium » entre les diverses industries de base, conformément aux quotas fixés par le ministère fédéral de l'économie. La différence entre le chiffre théorique, soit 1 milliard de D Mk, et le chiffre réel des attributions, soit 905,5 millions, s'explique par la constitution d'une réserve de 5 p. 100, soit 41,9 millions de D Mk et par l'existence d'un montant de 48,4 millions de D Mk représentant les retraits d'attributions déjà autorisés par le « Kuratorium », ou certaines renonciations à des attributions déjà décidées, par les entreprises bénéficiaires. Le fonds de réserve est destiné à faire face à de nouveaux besoins pouvant se manifester en cours d'application de la loi. Sur les 909,5 millions attribués, 859,4 l'ont été à titre définitif et 50 n'ont pas encore été autorisés d'une manière ferme. Sur les 909,5 millions attribués, 783,2 millions ont été effectivement versés aux bénéficiaires. Le nombre et le montant global des fonds attribués et déjà versés et le nombre des projets d'investissements par branche d'industrie sont résumés dans le tableau II ci-dessous:

TABLEAU II

DÉSIGNATION	NOMBRE de projets.	MONTANT global des fonds attribués.	MONTANT effectivement versé.
Charbon	34	186.510	172.910
Sidérurgie	20	226.000	217.800
Electricité	47	238.750	211.650
Gaz	48	100.045	73.630
Eau	42	58.180	57.220
Chemins de fer	1	50.000	50.000
Total	192	859.485	783.210

Le rapport du « Kuratorium » souligne que les effets économiques de la loi d'aide aux investissements ne se limitent pas au montant de 1 milliard de D Mk prévu par cette loi. Pour avoir une vue exacte de cet effet, il convient de tenir compte des dispositions 36 et 37 de la loi. L'article 36 autorise, en effet, les industries de base à pratiquer pendant trois ans des amortissements accélérés atteignant 50 p. 100 sur les immeubles et 30 p. 100 sur les biens meubles. L'article 37 prévoit que, par dérogation à la loi sur les prix, les prix des industries de base peuvent être modifiés sans autorisation préalable, « si la modification a comme seul but de remédier à certaines anomalies existant sur le marché sans entraîner de conséquences défavorables sur le niveau général des prix et, en particulier, sur le coût de la vie ». Ceci équivaut à une autorisation donnée aux entreprises rentrant dans cette catégorie de majorer leurs prix pour dégager des fonds pouvant servir aux investissements. Les ressources globales ainsi dégagées, directement ou indirectement par la loi, ont permis d'entreprendre des travaux dont le financement a pu être, pour partie, complété grâce à diverses autres sources et, en particulier, par des appels aux crédits bancaires. Le tableau II ci-joint, extrait du rapport du « Kuratorium », montre que les 859 millions attribués ont entraîné un mouvement d'investissement global de 3.780 millions de M Mk. On escompte que l'attribution finale de 1 milliard de D Mk entraînera un mouvement global d'investissements de 4.500 millions de D Mk. Il est à noter, au surplus, que ces chiffres ne concernent que les entreprises auxquelles des fonds ont été attribués par le « Kuratorium ». Pour avoir une idée complète du mouvement d'investissements entraîné par la loi, il faudrait tenir compte des investissements effectués par l'ensemble des autres entreprises de l'industrie de base qui, même si elles n'ont pas reçu d'attributions, bénéficient cependant des dispositions des articles 36 et 37, c'est-à-dire de la possibilité d'effectuer des amortissements accélérés et de majorer leurs prix dans certaines limites. On ne possède malheureusement pas, pour l'instant, de renseignements statistiques sur ce point.

TABLEAU II

Mouvement global d'investissements entraîné par la loi.

Situation au 31 mars 1953.

MOYEN DE FINANCEMENT	MILLIONS de DM.	POURCENTAGE
1° Fonds attribués par le « Kuratorium »	859	23
2° Fonds propres aux entreprises attributaires de fonds du « Kuratorium », dont l'investissement est prévu et provenant, en particulier, de l'application des articles 36 et 21, paragraphe 2, de la loi	1.535	40
3° Autres crédits et participations	1.156	31
4° Besoins de fonds restant à couvrir au 31 mars 1953	230	6
Total	3.780	100

Enfin, toujours au 31 mars 1953, sur le mouvement global d'investissements de 3.780 millions de DM, 2.040 avaient déjà été effectivement dépensés par les entreprises. Les déclarations auxquelles sont assujetties ces dernières permettant de savoir à quel genre d'investissement ont été affectés 1.302 millions sur ce total de 2.040. Ces affectations sont résumées dans le tableau III ci-après:

TABLEAU III

AFFECTATIONS	MILLIONS de DM.	POURCENTAGE
1° Achat de terrains	8	0,6
2° Bâtiments	118	9,1
3° Machines et installations	971	74,6
4° Divers, dont équipement au fond (mines)	155	11,8
5° Wagons pour les chemins de fer	50	3,9
Total	1.302	100

III. — Répartition des investissements.

a) *Mines de houille et de lignite.*

Nous avons vu au chapitre II que, en vue d'assurer le logement des mineurs, dont le nombre s'accroît sans cesse, il était envisagé de construire 122.000 logements en 1952, 1953 et 1954.

En 1952, les capitaux nécessaires à la construction des logements ont été couverts par une retenue de 2 D Mk à la tonne extraite, ainsi que par des fonds fournis par l'E. C. A., par des hypothèques, des crédits des « Lander » et les réserves des mines.

Pour 1953 une tranche de 200 millions a été fournie par la retenue de 2 D Mk à la tonne et on espérait obtenir 200 millions par des hypothèques, les crédits des « Lander » et les fonds propres des mines.

Pour 1954, la retenue à la tonne seule permettra sans doute d'assurer le financement des investissements.

La réalisation du programme de modernisation et d'équipement exposé au chapitre II exigera de 1953 à 1956, et surtout au début de cette période des investissements importants que l'industrie minière allemande ne pourra financer par ses propres ressources.

Le problème le plus important que pose l'augmentation de la production consiste à trouver 1.630 millions de D Mk à l'extérieur de l'industrie minière. Voici, par année, et par source, un tableau de ces investissements, en ce qui concerne le charbon:

TABLEAU IV

(Charbonnages et industries annexes, à l'exclusion des habitations.)

ANNÉES	TOTAL	EN MILLIONS DE D. M. Autofinancement.	EN MILLIONS DE D. M. Restant à couvrir.
1953	893	300	593
1954	861	300	561
1955	570	300	270
1956	506	300	206
Total	2.830	1.200	1.630

Pour l'immédiat la nature et le nombre des projets autorisés, leur coût, la part des fonds attribués par le « Kuratorium », sont résumés dans le tableau V ci-dessous (houille et lignite) :

TABLEAU V

(Milliers de D. M.)

NATURE DES PROJETS	NOMBRE de projets.	COUT total.	FONDS attribués par le « Kuratorium »
1° Houille:			
a) Installations nouvelles	6	482.261	84.000
b) Augmentations de capacité	15	366.221	57.100
c) Création de centrales thermiques	6	64.042	10.800
2° Lignite	8	367.496	34.610
Total	35	1.280.020	186.510

b) *Le coke et le gaz.*

Les investissements prévus, qui comprennent également les réparations des installations existantes, s'élèvent à 120/130 millions de D. M. pour 1953 et 1954, en ce qui concerne les cokeries, et à 150 millions de D. M. pour 1953, 1954 et 1955 en ce qui concerne les usines à gaz. La production de coke de four serait portée en 1956 à 40 millions de tonnes et celle de coke de gaz à 5,5 millions de tonnes. Quant au gaz, l'objectif recherché est d'augmenter la production de 3,45 milliards de mètres cubes, soit 15 p. 100.

Pour l'immédiat, la nature et le nombre des projets, leur coût global et la part des fonds attribués par le « Kuratorium » sont résumés dans le tableau VI ci-dessous (en milliers de D. M.):

TABLEAU VI

NATURE DES PROJETS	NOMBRE de projets.	COUT global.	FONDS attribués par le « Kuratorium »
Production et épuration	24	110.898	60.106
Stockage et distribution	(1) 24	79.025	39.939
Total	48	189.923	100.045

(1) Dont 14 projets concernant à la fois la production, le stockage et la distribution.

c) *Electricité.*

Les capitaux investis dans la production d'énergie électrique en 1951 ont été, en Allemagne occidentale, de 65 milliards de francs (soit 1.400 francs par habitant), ce qui est faible en comparaison des chiffres français (170 milliards — 4.000 francs par habitant) ou anglais (150 milliards — 3.000 francs par habitant).

Au cours des quatre années, de 1949 à 1952, environ 3 milliards de deutschmarks furent investis par les entreprises publiques de production et distribution d'énergie électrique pour la construction d'environ 3 millions de kilowatts de puissance en centrales électriques et pour l'agrandissement des installations de distribution, soit une moyenne annuelle de 750 millions de deutschmarks. De ce montant, environ 70 p. 100 reviennent à la construction de centrales électriques et 30 p. 100 à la construction d'installations de distribution.

La grande part prise par les investissements en construction de centrales est une conséquence de la pénurie en puissance. C'est la raison pour laquelle une priorité fut donnée à la création de nouvelles centrales, pour permettre la suppression aussi rapide que possible des restrictions apportées au cours des mois d'hiver.

Pour les années à venir l'économie électrique publique doit s'attendre à des besoins totaux d'investissement de 1 milliard de deutschmarks par an.

Dans l'immédiat l'objectif recherché est d'augmenter la production de 9,86 milliards de kWh, soit 17 p. 100.

La nature et le nombre des projets, leur coût global, la part des fonds attribués par le « Kuratorium », sont résumés dans le tableau VII suivant (en milliers de deutschmarks).

TABLEAU VII

NATURE DES PROJETS	NOMBRE de projets.	COUT global.	FONDS attribués par le « Kuratorium »
Centrales hydrauliques	13	472.871	70.450
Centrales thermiques:			
a) A houille	6	199.992	27.300
b) A lignite	7	342.946	88.450
c) Installations locales	12	191.079	30.800
Transformateurs, lignes	10	77.363	21.750
Total	48	1.284.251	238.750

Le reste des besoins à couvrir pourrait, à en juger par la situation actuelle, être obtenu dans une proportion de 60 p. 100 par autofinancement et de 30 p. 100 par emprunts, émission d'actions, augmentation de capital, etc.

Si l'on entre dans le détail de ces besoins, on constate que si, pendant le premier trimestre 1953, l'augmentation de capacité des centrales services publics a été relativement faible (103 MW), il est actuellement considéré que le chiffre correspondant pour l'année 1953 entière atteindra sensiblement les 400 MW prévus, et que l'apport des autoproducteurs portera ce chiffre, comme également prévu, à 500 MW.

De tels chiffres, si on y ajoute les accords d'importation conclus avec la France, l'Autriche, la Suisse, permettent de penser que l'hiver 1953-1954, si les conditions climatériques ne sont pas trop défavorables, se passera sans difficultés, d'autant que, comme signalé au chapitre IV ci-dessus, l'accroissement de consommation est sensiblement inférieur aux prévisions faites il y a un an.

Les milieux compétents sont actuellement d'avis que le rythme d'accroissement annuel de la consommation se maintiendra pendant les prochaines années à un taux voisin de 7,2 p. 100. Les programmes de construction envisagés permettraient de satisfaire la demande. L'augmentation prévue de puissance installée des centrales services publics, de 400.000 kW en 1953, serait de 950.000 kW en 1954, et de 1 million de kW en 1955.

La loi d'aide aux investissements du 7 janvier 1952 et ses ordonnances d'application ont sensiblement amélioré la situation financière des producteurs et distributeurs d'électricité:

1° La branche électricité bénéficie, sur le milliard de D Mk d'aide à l'investissement, d'une somme de 240 millions de D Mk (dont 212 déjà versés à la date du 30 juin 1953);

2° Le blocage des prix des contrats particuliers avec les gros abonnés a été levé;

3° Des amortissements supplémentaires peuvent être faits avant bilan: les investissements réalisés avant le 31 décembre 1954 peuvent être amortis, en trois ans, pour 30 p. 100 (immeuble) ou 50 p. 100 (outillage) de leur valeur. L'importance de tels amortissements supplémentaires est évaluée, en moyenne, à 1,5 fois les amortissements normaux.

En plus, la première loi sur le marché des capitaux, du 15 décembre 1952, a prévu des dégrèvements d'impôts importants sur les intérêts de certaines obligations; les emprunts de plus de trois ans, du Bund ou des Länder, sont exonérés de tous impôts, y compris l'impôt général sur le revenu, et, sur décisions administratives spéciales, d'autres emprunts jugés économiquement dignes d'encouragement (en particulier, construction d'habitations) peuvent y être assimilés. Les autres emprunts privés étaient antérieurement soumis à un prélèvement provisoire de 25 p. 100 sur la valeur des coupons. Le prélèvement définitif résultait du taux des impôts sur le revenu (60 p. 100 pour les sociétés). La loi du 15 décembre 1952 a fixé (sauf mesures exceptionnelles qui n'ont pratiquement jamais joué) un taux de prélèvement définitif de 30 p. 100, exclusif de tous autres impôts.

Par ailleurs, tous emprunts émis avant le 1er avril 1952 peuvent être exemptés totalement d'impôt si leur taux d'intérêt est ramené à 5,5 p. 100 maximum. Or, les emprunts en cause étaient généralement émis avec taux nominal de 6.5 ou 7 p. 100. L'assujettissement à la taxe unique de 30 p. 100 ramènerait ce taux pour les obligataires à 4,55. Ainsi, les sociétés d'électricité ont-elles pu convertir une part de leurs anciens emprunts à un taux, en général de 5 p. 100, et diminuer ainsi sensiblement leurs charges correspondantes. Les emprunts nouveaux sont en règle générale émis au taux de 8 p. 100, soit, pour les obligataires, un taux de 5,6 p. 100, sans prélèvement au titre des impôts sur le revenu.

Ces diverses mesures ont rendu bien meilleure la situation de trésorerie de l'industrie de la production et du transport d'énergie électrique; les garanties financières supplémentaires accordées par le Bund et les Länder permettraient d'assurer à 75 p. 100 à peu près, les investissements nécessaires estimés à 1,2 milliard par an (dont 500 millions environ pour le réseau).

Les études, actuellement en cours, d'une loi réorganisant le marché financier allemand doivent, de l'avis des milieux compétents, rendre possibles des appels plus étendus au crédit privé; aussi les milieux allemands intéressés considèrent-ils avec un certain optimisme le financement, pendant les quelques prochaines années, du programme de constructions nouvelles, nécessaires pour assurer le développement prévu de la consommation. L'effort futur sera particulièrement porté sur les centrales thermiques (houille et lignite), car les ressources hydrauliques de la République fédérale sont relativement faibles et déjà utilisées (ou en cours d'aménagement) à 52 p. 100.

d) *Sidérurgie.*

L'objectif recherché est d'augmenter la production d'acier brut de 1,43 million de tonnes d'ici la fin de 1954, soit de 11 p. 100 et, par suite, la production de laminés de 1,6 million de tonnes. Outre l'augmentation de la production, les investissements ont également pour but de moderniser l'équipement en vue d'augmenter la productivité des entreprises et la qualité des produits. Le « Kuratorium » a autorisé 20 projets d'un coût global de 823,6 millions de D Mk auquel il a attribué 226 millions de D Mk.

IV. — Remise de titres aux assujettis à la contribution.

Le « Kuratorium » a décidé de procéder, à partir du 30 juin 1953, à une première répartition de titres d'un montant total de 178,58 millions de D Mk aux assujettis à la contribution en contrepartie de leurs versements. Il s'agit d'obligations 5 1/2 p. 100 émises par les entreprises attributaires de fonds et la Bundesbahn. Les intérêts sont exonérés de tous impôts. Les titres sont remis aux bénéficiaires au cours d'émission de 96 1/2 p. 100 (sauf en ce qui concerne les titres de la Bundesbahn émis au cours de 98 p. 100). Les entreprises émettrices sont tenues de demander l'admission en bourse et l'admissibilité des titres en gage d'avances bancaires. Les titres seront attribués, par priorité, aux 80.000 assujettis à la contribution dont les redevances sont inférieures à 3.000 D Mk, à condition qu'ils aient terminé leurs versements dans un délai de deux mois à dater du jour où les titres auront été mis en distribution.

V. — Sources du financement des investissements depuis 1950.

On ne connaît que partiellement les résultats de l'année 1953, exposés dans les paragraphes précédents. Le tableau ci-dessous donne les sources de financement de 1950 à 1952, avec, pour cette deuxième année, les premiers effets de la loi d'aide aux investissements (Investitionshilfe).

ORIGINE DES FONDS investis (investissements nets).	EN MILLIONS DE DM			EN POURCENTAGE		
	1950.	1951.	1952 (provisoire).	1950.	1951.	1952 (provisoire).
I. — *Fonds publics.*						
Contribution des budgets publics	2.910	4.280	5.155	24,7	27,9	31
Contributions des assurances sociales (1)	310	685	635	2,6	4,5	3,8
Fonds de contrepartie	1.771	820	548	15	5,3	3,3
Total I	4.991	5.785	6.338	42,3	37,7	38,1
II. — *Capitaux privés fournis par des tiers.*						
Souscriptions de valeurs mobilières (2)	180	324	637	1,6	2,1	3,8
Crédits bancaires à long terme	1.214	1.224	1.604	10,3	7,9	9,7
« Investissionshilfe » (3)	»	80	316	»	0,5	1,9
Caisses d'épargne de construction	475	368	452	4	2,4	2,7
Compagnies d'assurances	414	565	671	3,5	3,7	4
Total II	2.283	2.561	3.680	19,4	16,6	22,1
III. — *Autofinancement et divers* (4)	4.526	7.029	6.632	38,3	45,7	39,8
Investissements nets fixes, au total (I + II + III)	11.800	15.375	16.650	100	100	100
Investissements bruts fixes, au total	18.300	22.950	25.500			

(1) Y compris l'assurance-chômage. Le fait que les excédents de recettes investis par ces organismes proviennent des subventions qui leur sont versées par le budget fédéral justifie leur classement parmi les fonds publics.

(2) Il s'agit des titres souscrits par le public, les banques et les entreprises privées autres que les compagnies d'assurances. Les titres souscrits par ces dernières et par les collectivités publiques figurent déjà aux rubriques I a, I b et II e.

(3) Il s'agit des versements imposés aux entreprises n'appartenant pas aux industries de base au profit de ces dernières, dans les conditions prévues par la loi fédérale du 7 janvier 1952 sur l' « aide aux investissements ».

(4) Poste calculé par différence. Il comprend, outre l'autofinancement, des crédits bancaires de préfinancement et des prêts directs d'entreprise à entreprise, qui bénéficient de faveurs fiscales.

ANNEXE

Note sur l'utilisation du charbon et du lignite dans l'industrie chimique en Allemagne occidentale.

TABLEAU N° 1

Productions allemande et française en 1952 des principaux produits chimiques dérivés du charbon, du coke, du lignite ou du gaz naturel.

	Allemagne. (En tonnes.)	France. (En tonnes.)
Carbure de calcium	720.000	225.000
Engrais azotés (en tonnes d'azote)	600.000	290.000
Plastiques et résines artificielles	180.000	40.000
Méthanol	82.000	18.000
Oxyde d'éthylène	28.000	»
Caoutchouc synthétique	12.000	»

TABLEAU N° 2

Décomposition de la production d'azote primaire en Allemagne.

Ammoniac de synthèse:

Ruhr (gaz de cokerie), 275.000 tonnes.

B. A. S. F. (coke), 175.000 tonnes.

Ammoniac de récupération des cokeries, 70.000 tonnes.

Cyanamide, 80.000 tonnes.

Prix du charbon, des différents combustibles et des produits dérivés.

En 1951, les prix allemands étaient en moyenne, les suivants, en francs:

TABLEAU N° 3

COMBUSTIBLE	PRIX de la tonne.	PRIX du million de kcal.
Huile Diesel	(1) 13.750	1.310
Mazout	(1) 12.500	1.305
Charbon	3.350	480
Coke	4.150	620
Briquettes de lignite	1.470	320
Lignite	260	130
Gaz d'éclairage (1.000 m³)	5.850	1.360

(1) Prix de vente en gros et non au départ de Hambourg.

La comparaison avec les prix français de l'époque fait ressortir une marge de 15-20 p. 100 en faveur des prix allemands. Quant aux produits dérivés du charbon, les prix respectifs semblent être actuellement les suivants d'après les mercuriales, en francs:

	Allemagne.	France.
Ammoniac anhydre, le kilogramme, franco, hors taxe	25	48
Carbure de Ca, le kilogramme, départ usine, net de taxe	31,6	35,5
Méthanol, le kilogramme	43 (franco)	62 (hors taxe, dép. usine)

Il est évident que les prix précédents sont la résultante de tous les éléments qui composent le prix de revient, le prix de l'énergie n'étant qu'un de ces éléments.

Si l'on considère l'*ensemble* de l'industrie chimique, le prix du combustible intervient peut-être pour 5 p. 100 dans la valeur totale des produits fabriqués. Mais pour certains produits, comme l'ammoniac, l'incidence du prix du charbon peut atteindre 46 p. 100.

Caractéristiques de l'emploi du charbon en Allemagne.

Le fait frappant est la mise en œuvre du charbon comme matière première dans de grandes unités de production. Trois d'entre elles, situées respectivement à Ludwigshafen, Hochst et Leverkusen, appartiennent à trois des successeurs de l'I. G. Farben et réalisent ensemble 36 p. 100 du chiffre d'affaires total de l'I. C. A.

Avantages:

1° Baisse du prix de revient. Dans le cas de l'ammoniaque, ce prix est diminué de 20 p. 100 quand on passe d'une installation de 20 t/j. à une installation de 200 t/j. A Ludwigshafen-Oppau, la production est de l'ordre de 480 t/j.;

2° Fabrication à plus bas prix de tous les produits connexes de l'ammoniac, en particulier le méthanol et tous ceux qui nécessitent de l'hydrogène; conjugaison des fabrications, réduisant la dépense globale;

3° Valorisation très poussée de tous les sous-produits;

4° Equipement de services généraux perfectionnés et économiques (chaudières à 100 hpz, turbines à contre-pression);

5° Emploi de cadres et techniciens hautement spécialisés;

6° Mise en œuvre de puissants moyens de recherche;

7° Grandes possibilités en matière de lutte commerciale en raison du nombre et de la diversité des fabrications qui permettent d'imputer les frais de fabrication aux produits les plus avantagés.

Le charbon et la prospérité de l'industrie chimique allemande.

L'étude historique et géographique de l'industrie chimique montre qu'il ne suffit pas qu'un pays soit riche en charbon pour qu'il possède une grande industrie chimique de synthèse. Le cas de la Suisse est démonstratif. C'était le cas contraire en Angleterre et aux Etats-Unis en 1914, malgré leur richesse en charbon et en capitaux. La voie de la création industrielle, en chimie, a été ouverte par l'Anglais Perkin en 1856.

Seuls, les Allemands et, plus tard, les Suisses, se sont engagés à fond dans cette voie, avant 1900, poussés par leur esprit d'entreprise et de création, et favorisés par deux facteurs: la confiance accordée aux techniciens pour la direction des entreprises chimiques et l'esprit d'organisation et de discipline qui leur a permis de constituer les grandes unités de production dont il est parlé plus haut.

L'énergie électrique dans l'industrie chimique allemande.

Consommation en 1952: 9.600 millions de kWh, soit 25,6 p. 100 de l'énergie totale consommée pour les besoins industriels en Allemagne occidentale.

En 1951, l'industrie chimique française a consommé près de 4 milliards de kWh.

Il n'est pas possible de comparer le coût de l'énergie électrique dans les industries chimiques allemande et française, à cause, d'une part, de la très grande variété des tarifs pratiqués dans les deux pays et, d'autre part, du fait que beaucoup d'industries possèdent leurs propres centrales en Allemagne occidentale.

Notons néanmoins que le tarif ordinaire moyen des abonnés industriels haute tension est à peu près le même dans les deux pays (5 à 6 F le kWh). En France, le tarif du kWh moyen vendu à l'industrie chimique (non compris les ventes effectuées au tarif préférentiel de l'article 8 de la loi de nationalisation) était, en 1952, de 3,47 F, tandis que l'énergie vendue au titre de cet article 8 (essentiellement pour la fabrication de l'aluminium) l'était à moins de 1 F le kWh. On ne dispose malheureusement pas de chiffres correspondants pour l'Allemagne.

Remarque concernant l'avenir.

1° Malgré le prix relativement bas de son lignite et de son charbon, l'industrie chimique allemande est conduite, pour progresser sur le marché mondial, à s'orienter vers le pétrole comme matière première pour certains de ses produits. Le président de l'Union des industries chimiques allemandes n'a pas caché que seul le manque de capitaux empêche de créer une industrie pétrochimique. Dernièrement, la B. A. S. F. s'est associée à la Shell pour monter une usine de polyéthylène à partir du pétrole;

2° Le prix de revient du « gaz de synthèse » $CO + H_2$ à partir duquel on fabrique, selon les conditions qu'on réalise, l'ammoniac, le méthanol, l'essence synthétique, les alcools supérieurs, les paraffines, est appelé à diminuer grandement à la suite des importants efforts de recherche dont la gazéification du charbon et du lignite fait l'objet aux U. S. A. (Du Pont) en Angleterre (I. C. I.) et sur le continent, dans le cadre de l'O. E. C. E. Trois procédés nouveaux intéressants sont actuellement étudiés.

TROISIEME PARTIE

Les Etats-Unis d'Amérique.

SOMMAIRE

Pages.

INTRODUCTION 29

CHAPITRE PRÉLIMINAIRE. — Aperçu sur la situation énergétique des Etats-Unis:

I^{re} PARTIE. — *Les ressources naturelles en énergie:*

Chapitre I^{er}. — Le charbon:
- § 1^{er}. — Généralités 31
- § 2. — Situation des mines et conditions d'exploitation. 31
- § 3. — Production 31
- § 4. — Prix à la production 32
- § 5. — Situation des travailleurs du charbon 32
- § 6. — Organismes d'Etat 33

Chapitre II. — Le pétrole:
- § 1^{er}. — Généralités 33
- § 2. — Situation des gisements et réserves 33
- § 3. — Production 33
- § 4. — Prix du pétrole brut 34
- § 5. — Législation fiscale 34

Chapitre III. — Le gaz naturel:
- § 1^{er}. — Généralités 34
- § 2. — Réserves 34
- § 3. — Production 35
- § 4. — Prix à la production 35

Chapitre IV. — L'hydroélectricité:
- § 1^{er}. — Généralités 35
- § 2. — Production et situation des sites 36
- § 3. — Prix à la production 36

II^e PARTIE. — *L'énergie nucléaire:*

Chapitre I^{er}. — Les possibilités d'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire:
- § 1^{er}. — Historique 37
- § 2. — La nouvelle politique de la commission de l'énergie atomique 37
- § 3. — L'intérêt économique de l'énergie de source nucléaire 37
- § 4. — La simplicité du principe 37

CHAPITRE II. — Le coût de production de l'énergie nucléaire:
- § 1^{er}. — Problèmes économiques de rentabilité 37
- § 2. — Les solutions techniques possibles 38
- § 3. — Les perspectives proches et lointaines de l'avenir de l'énergie nucléaire aux U. S. A. — Conclusion 39

III^e PARTIE. — *Utilisation des différentes formes d'énergie:*

Chapitre I^{er}. — Evolution des différentes formes d'énergie primaire:
- § 1^{er}. — Evolution comparée des ressources naturelles. 39
- § 2. — Evolution comparée des prix des différentes formes d'énergie primaire 40
- § 3. — Coût du transport de chaque forme d'énergie. 40

Chapitre II. — L'électricité thermique:
- § 1^{er}. — Généralités 40
- § 2. — Production 41
- § 3. — Caractéristiques des centrales thermiques 41
- § 4. — Prix de revient de l'électricité thermique 41
- § 5. — Transport de l'électricité ou des combustibles. 42
- § 6. — Consommation totale d'électricité et prix de vente 42

Pages.

Chapitre III. — Les chemins de fer:
- § 1^{er}. — Généralités 42
- § 2. — Evolution de la consommation des combustibles 43

Chapitre IV. — Les usages domestiques et commerciaux. 43

IV^e PARTIE. — Investissements et avenir des ressources énergétiques:

Chapitre I^{er}. — Les investissements:
- § 1^{er}. — Le charbon 44
- § 2. — Le pétrole 44
- § 3. — Le gaz naturel 44
- § 4. — L'électricité 44
- § 5. — Origine et coût des investissements 44

Chapitre II. — Avenir des ressources énergétiques 44

ANNEXE I. — Projets de réacteurs à double objet (Dual-Purpose Reactors) étudiés par les entreprises participant à l'I. P. P. (Industrial Participation Program) 45

ANNEXE II. — L'évolution de la consommation de charbon aux Etats-Unis 46

ANNEXE III. — L'évolution des exportations et importations nettes d'énergie 46

INTRODUCTION

La troisième mission du Conseil économique a été double: elle a visité les Etats-Unis et le Canada, du 24 novembre au 15 décembre 1953.

Etant donné les dimensions des territoires et l'importance, la diversité des problèmes à étudier, la durée de cette mission a été fixée à trois semaines.

Plusieurs missions françaises avaient été envoyées antérieurement aux Etats-Unis sous l'égide de l'E. C. A. Leur but était d'étudier sur place les méthodes et les techniques américaines, en vue de l'accroissement de la productivité en France. Dans le domaine de l'énergie, chaque secteur de production avait été l'objet d'une ou plusieurs missions: charbon, électricité, gaz. En outre, une mission s'était préoccupée des problèmes de l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Les rapports publiés à la suite de ces missions apportaient des renseignements intéressants et complets sur la production et l'utilisation de l'énergie aux Etats-Unis, mais sur le plan technique presque exclusivement. Il a paru indispensable, dans ces conditions, d'envoyer aux Etats-Unis une mission chargée d'étudier les problèmes de l'énergie sous l'angle économique, et d'en extraire une vue d'ensemble portant sur les ressources, la production, la consommation, les investissements et les perspectives d'avenir.

La mission tient à exprimer sa très vive gratitude à l'ambassade de France à Washington qui a apporté son entier concours à l'organisation et l'exécution de cette mission.

Elle tient à exprimer toute sa reconnaissance aux personnalités américaines des secteurs public, industriel et syndical, qui lui ont réservé un accueil chaleureux et fourni spontanément tous les renseignements qu'elle souhaitait.

La mission était composée de:

Chef de mission: M. Mayolle.

Membres: MM. Bour, Richard, Taix.

Elle était accompagnée de M. Kespi, chargé de mission au Conseil économique.

Le programme de la mission était le suivant:

I. — *Premier séjour aux Etats-Unis.*

(24 novembre-1er décembre 1953.)

Mercredi 25 novembre:

La mission se rend à Newark (New-Jersey), où elle est reçue par M. G.-H. Blake, président de la Public Service Electric & Gas Co.

Elle visite une des usines de cette compagnie, puis retourne à New-York, où elle a un entretien avec le colonel H.-S. Bennion, directeur général de l'Edison Electric Institute.

La mission a un entretien avec M. Moitessier, conseiller commercial à New-York.

Vendredi 27 novembre:

A Washington, la mission a une série d'entretiens avec:

M. J.-K. Kuykendall, président, et des membres de la Federal Power Commission.

M. Pehrson, directeur des relations extérieures et des membres du Bureau of Mines (department of the Interior).

M. W.-A. Dexheimer, commissaire, et des membres du Bureau of Reclamation (department of the Interior).

Dans la soirée, elle est reçue à l'ambassade de France.

Samedi 28 novembre:

La mission est reçue au service d'analyse industrielle de l'ambassade de France, où elle a un entretien avec M. Donn, chef de service, et ses collaborateurs.

Lundi 30 novembre:

Toujours à Washington, la mission est reçue par:

M. Mac Laughlin, président, et des membres de la Public Utilities Commission.

M. R.-W. Wilson, vice-président de la Potomac Electric Power Co.

M. Howard Noyes, vice-président de la Washington Gas Light Co.

M. Tom Pickett, vice-président de la National Coal Association.

M. Arch Booth, vice-président, et M. R.-W. Smith, de la Chamber of Commerce U. S. A.

M. R.-G. May, vice-président de l'Association of American Railroads.

Mardi 1er décembre:

Pour sa deuxième journée à Washington, la mission est reçue par:

MM. Campbell, Murray, Zuckert, commissaires, le docteur Hafstad, chef du département des réacteurs atomiques, et les membres de l'Atomic Energy Commission.

MM. Boyle et Reed, de l'United Mine Workers of America.

La mission s'est ensuite rendue au Canada du 2 au 5 décembre.

II. — *Deuxième séjour aux Etats-Unis.*

(6 décembre-16 décembre 1953.)

Lundi 7 décembre:

A Detroit, la mission est reçue par:

M. Walker Cisler, président, et des ingénieurs de la Detroit Edison Co;

MM. Henry Tuttle, président, et Carter Shields, vice-président de la Michigan Consolidated Gas Co;

M. Jean Béliard, consul de France à Detroit.

Mardi 8 décembre:

A Pittsburgh, la mission est reçue par:

MM. Merriman, A. Scott et De Cubas et des ingénieurs de la Westinghouse Electric International Co.

Mercredi 9 décembre:

La mission visite la mine de charbon Mathies et la centrale thermique de West Penn, appartenant à la Pittsburgh Consolidated Coal Co

Jeudi 10 décembre:

A Houston, la mission a des entretiens avec:

M. Mac Cleskey, training manager de la Tennessee Gas Transmission Co.

M. Gonzalez, directeur de la Humble Oil and Refining Co.

Vendredi 11 décembre:

La mission est reçue par:

M. W.-M. Hurley, vice-président de la chambre de commerce de Houston.

MM. Austin et Robinson, vice-président de la Houston Lightning and Power Co.

Les dirigeants de la Schlumberger Well Surveying Corporation.

M. Pelen, consul de France à Houston.

Samedi 12 décembre:

A New-Orleans, la mission est accueillie par:

M. Georges Dinwiddie, président de la New-Orleans Public Service Inc.

M. Quoniam, consul général de France à la Nouvelle-Orleans.

Dimanche 13 décembre:

La mission a des entretiens avec:

MM. Bourgeois, Garsand et Smith, directeurs du Board of Commissioners-Port of New-Orleans.

Mardi 15 décembre:

A New-York, la mission a un entretien avec:

M. T.-C. Keith, président de l'Hydrocarbon Research Inc.

CHAPITRE PRELIMINAIRE

APERÇU SUR LA SITUATION ENERGETIQUE DES ETATS-UNIS

Les Etats-Unis, dont la population est le quinzième de la population mondiale, disposent de près de 45 p. 100 des ressources mondiales annuelles en énergie.

La production d'énergie est un des éléments essentiels du développement de leur économie. Cette économie de grand marché est fondée sur la concurrence la plus large en vue d'obtenir les prix les plus bas possible.

En 1951, les Etats-Unis ont produit l'équivalent énergétique de 1.265 millions de tonnes de charbon et en ont consommé 1.238 (soit 8 tonnes par habitant, la plus forte consommation du monde).

Si l'on excepte quelques exportations de charbon (10 p. 100 de la production) et quelques importations de pétrole (9 p. 100 de la consommation), on peut considérer que ce pays vit pratiquement en autarcie énergétique. La répartition de la consommation (et donc, à peu de choses près, de la production) entre les diverses formes d'énergie primaire était la suivante: charbon 40,4 p. 100, pétrole 33,2 p. 100, gaz naturel 21,7 p. 100, hydro-électricité 4,7 p. 100. La faible importance de cette dernière est toute relative puisqu'elle correspond à une production de l'ordre de 100 milliards de kWh, développée à la fois par l'industrie privée dans le but énergétique pur et par le Gouvernement fédéral avec des objectifs multiples. Le marché de l'énergie est caractérisé par la concurrence acharnée de différentes ressources, qui se traduit par une évolution constante de la structure de la consommation. Dans une première phase, le pétrole a détrôné le charbon. La seconde phase nous conduit actuellement au surclassement du pétrole par le gaz naturel.

On y constate un rythme d'accroissement de la production d'énergie de 50 p. 100 en douze ans (1940-1952), soit 3,5 p. 100 par an en moyenne. (Si l'on tient compte de l'augmentation de la population pendant le même temps: 19 p. 100, l'accroissement annuel par habitant ressort à 1,8 p. 100.) Mais cette augmentation provient uniquement du développement de la production de pétrole (70 p. 100), du gaz naturel (200 p. 100) et de l'hydro-électricité (80 p. 100), la production du charbon étant restée stationnaire.

Les investissements énergétiques dépassent légèrement 2.000 milliards de francs en 1951, soit 13.100 F par habitant (France: 6.200), dont la moitié est consacrée à la production d'électricité et le reste au pétrole et au gaz naturel.

D'ailleurs, si les investissements dans la production de charbon sont inexistants, le charbon produit tend de plus en plus à être transformé (actuellement 1/4 par les centrales thermiques et 1/4 par les cokeries). Ce phénomène se développera sans doute à l'avenir, lorsque l'équipement des réserves de pétrole et de gaz naturel conduira à une pratique sur une grande échelle de l'hydrogénation de la houille et de la production de gaz d'usine.

***

Ce développement particulier se justifie à tous points de vue: le pays est très étendu (8 millions de km²), ses ressources naturelles sont énormes et diverses selon les régions, son revenu national et le marché des capitaux sont les plus importants du monde, le régime fiscal est favorable aux investissements et les échanges extérieurs ne posent pas de problèmes, du fait de la position prédominante du dollar.

En outre, l'abondance des ressources et leur facilité d'exploitation, auxquelles il faut ajouter l'importance de la mécanisation, font que l'énergie produite y est pratiquement la moins chère du monde, sauf pour le pétrole.

Le seul problème parfois délicat est celui des distances, qui justifie l'intérêt de certaines productions selon un critère purement régional.

Etant donné le régime du type capitaliste presque pur, le principal critère du développement énergétique des Etats-Unis est celui de la rentabilité financière, compte tenu des problèmes posés par la rapidité d'exécution et la situation géographique.

On doit cependant admettre deux exceptions à ce critère: celle de l'énergie atomique qui en est déjà au stade expérimental et dont l'Etat a le monopole, et celle de certains aménagements hydroélectriques qui sont réalisés — également par l'Etat — dans le but essentiel d'assurer l'irrigation des sols, le contrôle des crues et la navigation des fleuves.

**

Pour exposer la politique énergétique des Etats-Unis, il aurait pu sembler plus rationnel d'étudier tout d'abord la demande des différentes formes d'énergie au stade du consommateur final, puisqu'il s'agit d'une économie de marché, dans laquelle la consommation détermine la production. Toutefois, comme le but de la mission était d'étudier tout particulièrement l'évolution de la production et le coût de l'énergie à ce stade, il a paru que l'exposé gagnerait en clarté en adoptant le plan répondant aux préoccupations de notre mission.

La consommation n'a pas été négligée pour autant. Les secteurs d'utilisation qui permettent une compétition totale entre les différentes formes d'énergie ont fait l'objet d'un examen particulier. C'est dans ces secteurs que les prix représentent l'élément déterminant du choix de l'utilisateur.

PREMIERE PARTIE

Les ressources naturelles en énergie

CHAPITRE Ier

LE CHARBON

§ 1er. — Généralités.

Les Etats-Unis sont un des pays du monde possédant les plus riches gisements de charbon. Un septième de leur sous-sol contient, en effet, du charbon.

De ce fait, les Etas-Unis possèdent 40 p. 100 des réserves mondiales. (2.200 milliards de tonnes sur 6.000) de houille. Depuis un demi-siècle, ils produisent chaque année presque autant de charbon que le reste du monde. A ce rythme, leurs ressources ne seront pas épuisées avant 3 ou 4.000 ans.

Un septième du sous-sol des Etats-Unis contient du charbon. Les couches sont épaisses et leur facilité d'exploitation fait que le rendement du mineur américain est le plus élevé du monde. Au surplus, les réserves de charbon représentent plus de 98 p. 100 des réserves du sous-sol américain en combustibles de toutes sortes (abstraction faite de l'uranium).

Malgré cela, le développement fantastique de la consommation de produits pétroliers et de gaz naturel a ramené de 70 à 35 p. 100 la part du charbon dans la production totale d'énergie, dans les trente dernières années.

Toutefois, il est fort probable que, dans un temps peu éloigné, — vingt-cinq ou trente ans — l'amenuisement des ressources en combustibles liquides et gazeux amènera un revirement de la tendance actuelle, la houille devant alors rapidement redevenir la source d'énergie prédominante.

Quelles que soient les fluctuations de sa production, le charbon n'en demeure pas moins le fondement de la puissance industrielle américaine.

§ 2. — Situation des mines et conditions d'exploitation.

Il convient de distinguer:

Le charbon bitumineux dont les réserves, qui représentent les deux tiers du total des combustibles solides, sont réparties sur tout le territoire de l'Union, sauf dans l'Ouest;

L'anthracite, dont les gisements se trouvent concentrés dans la partie Nord-Ouest de l'Etat de Pennsylvanie. L'anthracite ne représente que le centième du total;

Enfin le lignite, qui constitue l'autre réserve de combustibles minéraux solides, soit environ un tiers, mais son extraction est peu importante pour l'instant. Les gisements sont situés presque exclusivement dans le North Dakota et le Texas.

Il n'a pas été possible à notre mission, étant donné l'ampleur des études qu'elle avait à faire, de visiter de très nombreuses mines. C'est dans la région de Pittsburgh qu'elle a pu visiter la très intéressante mine Mathies, appartenant à la Pittsburgh Consolidated Coal Co.

a) Charbon bitumineux et lignite

Les mines de charbon bitumineux permettent une exploitation particulièrement aisée.

Les plus importants gisements de bitumineux, d'après leur production en 1951, sont situés dans les Etats suivants: West Virginia, Pennsylvanie, Kentucky, Illinois, Ohio.

L'exploitation se fait par galeries horizontales pour les mines à flanc de coteau, par galeries en plan incliné ou par puits pour les autres mines souterraines.

Les veines sont épaisses, régulières, horizontales ou peu inclinées. Dans l'ensemble des mines, le soutènement est très sommaire; parfois même il est inexistant, en raison de la nature même des terrains.

Ces conditions géologiques expliquent l'extrême simplicité des installations d'extraction et la situation économique particulière de l'industrie houillère: faibles investissements; existence d'une multitude de petites et moyennes sociétés; adaptation facile de la production à la demande par la mise en exploitation rapide d'un nouveau gisement ou la fermeture de mines excédentaires.

C'est ainsi que le nombre de mines est passé de 5.820 en 1939 à 9.429 en 1950, pour retomber à 7.275 en 1952.

La mécanisation est développée à un point tel que les mineurs sont devenus des mécaniciens qui ne « touchent » plus au charbon. Le matériel le plus moderne est constitué par des « continuous-miners » qui réalisent en une seule opération l'abatage et le chargement du charbon. C'est notamment ce que nous avons pu constater dans la mine Mathies.

On peut apprécier le développement de la mécanisation en prenant comme référence la quantité d'électricité utilisée pour l'extraction d'une tonne métrique de charbon:

En 1923: 5,09 kWh,
En 1940: 6,21 kWh,
En 1950: 9,33 kWh.

On peut également apprécier ce facteur en tenant compte du rendement par homme fond dont l'évolution a été la suivante:

En 1830: 2,33 t. métriques,
En 1923: 4,05 t.,
En 1940: 4,71 t.,
En 1950: 6,15 t.,
En 1952: 6,77 t.

Il faut bien souligner que cette politique de haut rendement est souhaitée par tous les intéressés, et notamment par le syndicat des mineurs, comme seul moyen d'améliorer la situation de l'industrie. Certains prévoient que le rendement pourrait être de 9 tonnes en 1960. Le nombre de mineurs a constamment augmenté jusqu'en 1923 (705.000) pour diminuer ensuite régulièrement jusqu'à 335.000 en 1952 avec une durée annuelle de travail de **186 jours (1951: 207).**

b) Anthracite

Bien qu'il s'agisse du plus grand gisement d'anthracite du marché, les conditions d'exploitation sont moins faciles que dans les mines de bitumineux. Les couches ne sont guère profondes, et une partie de l'extraction se fait à ciel ouvert, mais elles ont été affectées par des mouvements tectoniques et offrent tous les pendages possibles.

La mécanisation est moins poussée en raison de ces difficultés géologiques et de la concurrence très vive des combustibles liquides et gazeux qui s'exerce avec plus de force sur l'anthracite, en raison de son emploi dans les foyers domestiques, que sur des charbons bitumineux qui ont d'autres possibilités d'usage.

Le rendement y est beaucoup plus faible (2,7 tonnes par homme fond) mais encore supérieur aux rendements européens. Les mines d'anthracite employèrent 66.000 mineurs en 1952 contre 76.000 en 1948. Le nombre de jours ouvrés est tombé de 265 en 1948 à 201 en 1952.

§ 3. — Production.

La production des Etats-Unis représente toujours une part importante de la production mondiale de combustibles solides: (1913 = 47,5 p. 100; 1940 = 38 p. 100; 1952 = 34 p. 100).

La production de charbon bitumineux et de lignite a suivi une croissance rapide de 1880 à 1920 puis un affaissement continu dû à la stagnation économique des années 1930-1940. Les Etats-Unis devaient ensuite développer rapidement leur extraction pour soutenir leur effort de guerre. Un lent fléchissement se manifestait ensuite, avec cependant une production record en 1947. **Mais d'après les indications qui nous ont été données à la National Coal Association, la capacité de production de l'industrie du charbon bitumineux pourrait être de 50 p. 100 supérieure à la production actuelle si la durée annuelle de travail était de 280 jours.**

L'anthracite voit sa production décroître sans cesse en raison de la vive concurrence des produits pétroliers, et surtout des facilités d'utilisation et du faible prix du gaz naturel.

Evolution de la production de charbon, de lignite et d'anthracite aux Etats-Unis, de 1890 à 1952.

(En millions de tonnes métriques.) (2).

ANNÉES	CHARBON et lignite (1).	ANTHRACITE
1890	111	
1900	212	57
1913	478	92
1914	423	91
1918	579	99
1921	416	90
1926	573	84
1932	310	50
1937	446	52
1940	461	51
1944	590	61
1946	534	61
1947	631	57
1949	438	43
1951	534	43
1952	467	41

(1) Le lignite représente moins de 1 p. 100 du total.
(2) Source: Bureau of mines.

§ 4. — Prix à la production.

CHARBONS BITUMINEUX

On doit préciser que, contrairement à certaines autres industries, l'industrie des charbons bitumineux n'est contrôlée en aucune manière par les pouvoirs publics. On examinera plus loin le rôle du bureau des mines qui intervient pour assurer la sécurité du travail.

Les prix sont des prix de marché, sans aucun contrôle étatique (sauf pendant la période de 1942 à 1946). La constitution de nouvelles compagnies n'est limitée, ni en théorie, ni en fait. On pourrait donc penser que cette industrie devrait tendre vers un certain équilibre caractérisé par une augmentation de la production accompagnée d'une réduction constante des prix. Or, d'après les renseignements indiqués ci-dessus on peut voir que l'évolution de la production en dents de scie est dûe à l'action combinée de deux facteurs: d'une part le développement industriel et d'autre part la concurrence des autres combustibles.

Après avoir rencontré de grandes difficultés (une perte de 350 millions de dollars de 1919 à 1949) cette industrie semble s'orienter vers une situation stable, grâce surtout aux efforts du Bituminous Coal Research Inc.

Cet organisme de recherche a été créé en 1946 par le gouvernement fédéral en collaboration avec les charbonnages eux-mêmes, pour étudier les moyens de remédier efficacement aux difficultés des charbonnages: amélioration des techniques d'exploitation, de transport et d'utilisation.

Les prix ont néanmoins suivi une courbe ascendante, surtout depuis une quinzaine d'années. Certains attribuent cette évolution aux augmentations des salaires et des retraites. Le syndicat des mineurs estime que l'accroissement du rendement a compensé les hausses de salaires directs et indirects. La part de la main-d'œuvre dans le prix du charbon est de l'ordre de 60 p. 100.

Après la période de stagnation économique, le prix de la tonne courte de charbon est de 1,84 $ en 1939, au même niveau qu'en 1928, lui-même supérieur de 50 p. 100 à la moyenne des années 1900-1915. Sous l'effet des besoins nés de la deuxième guerre, son coût passe à 3,06 $ en 1945 pour atteindre un maximum de 4,99 $ en 1948.

Après une stabilisation, le prix est de 4,90 $ la tonne courte en 1952, soit 1.900 F la tonne métrique.

Pour interpréter exactement ces prix, il faut tenir compte de la dépréciation du dollar, de l'ordre de 50 p. 100 entre l'avant-guerre et l'après-guerre. On voit alors que le charbon à 4,90 $ en 1952 a subi une augmentation réelle de 33 p. 100 par rapport au prix de 1,84 $ en 1939.

Il s'agit ici du prix départ mine, auquel il faut ajouter le prix du transport et, éventuellement, la marge du grossiste et celle du détaillant. Ce prix du transport sera étudié dans un chapitre ultérieur, consacré à la consommation. Il faut, en effet, noter que son incidence sur le prix de vente est importante étant donné les longues distances à franchir, inévitables dans un pays aussi vaste que les Etats-Unis.

Voici, à titre d'exemple, la décomposition du prix de revient d'une tonne métrique de charbon issu d'une société particulière en 1951:

	En $	En francs.	P. 100.
Main-d'œuvre pour l'exploitation	2,780	973	59,3
Main-d'œuvre pour entretien et réparation	0,187	65,5	3,9
Fournitures	0,407	142,4	8,7
Sécurité	0,038	13,3	0,8
Energie	0,111	38,9	2,4
Amortissements et royalties	0,214	74,9	4,6
Frais généraux	0,147	51,4	3,1
Taxes	0,398	139,3	8,5
Prix de revient	4,282	1.498,7	»
Bénéfice net de la société	0,406	142,1	8,7
Prix de vente départ mine	4,688	1.640,8	100 %

ANTHRACITE

Les prix de l'anthracite sont naturellement plus élevés que ceux du charbon bitumineux et dépendent essentiellement des calibres.

Le prix qui était en 1926 de 5,60 $ par short ton (soit 2.155 francs par tonne métrique) a diminué constamment jusqu'à 3.64 $ (1.405 francs pas tonne métrique) en 1939. Il a augmenté régulièrement ensuite jusqu'à 9,36 $ en 1952 (soit 3.620 francs par tonne métrique). Compte tenu de l'augmentation générale des prix, l'augmentation réelle de 1939 à 1952 est de l'ordre de 28 p. 100.

§ 5. — Situation des travailleurs du charbon.

Nous avons tenu à nous préoccuper de la situation sociale des mineurs américains, car nous savons combien cette question a d'incidence sur la production et, par suite, sur le prix de revient du charbon. Les contacts que nous avons eus à ce sujet avec l'United Mine Workers of America (U. M. W. A.) ont été très intéressants.

Ce puissant syndicat, qui groupe les mineurs américains, est présidé par J.-L. Lewis. Il est indépendant des deux grandes centrales syndicales américaines: American Federation of Labour et Committee for Industrial Organisation. Il groupe également les mineurs canadiens.

Un contrat collectif passé entre l'U. M. W. A. et les exploitants règle les salaires et les conditions de travail de 97 p. 100 du personnel ouvrier des mines de charbon bitumineux et d'anthracite.

Dans les *mines de bitumineux*, cette convention prévoit des salaires à la journée avec un éventail très étroit. Ce mode de salaire dérive du développement de la mécanisation.

Le salaire des mineurs a donc constamment augmenté depuis 1940. Le salaire moyen horaire est passé de 0,88 $ en 1940 à 2.21 $, soit 800 francs en 1951, et le salaire moyen hebdomadaire de 24,71 $ à 77,86 $, soit 27.300 francs (pour 35,2 heures de travail).

En 1951, le salaire moyen horaire des mineurs est supérieur de 37 p. 100 au salaire moyen horaire de toutes les industries, alors que le salaire moyen hebdomadaire des mineurs ne leur est supérieur que de 20 p. 100 en raison d'une durée de travail inférieure (35,2 heures contre 40,7 heures).

En 1953, l'ouvrier travaillant sur une chargeuse gagne 20 $ par jour, soit 7.000 francs.

Le mineur de fond gagne de 21 à 22 $, soit 7.350 à 7.700 francs, pour une durée de travail de 186 jours.

Dans les *mines d'anthracite*, le mineur est payé à la tâche en raison des conditions différentes d'exploitation et, notamment de la faible mécanisation.

En 1951, le salaire moyen horaire est de 2,20 $ et le salaire hebdomadaire de 66,60 $ pour 30,3 heures de travail, contre 0,92 $ et 24,94 $ en 1940 pour 27,2 heures de travail.

A ce salaire, il faut surtout ajouter d'importantes contributions patronales aux caisses de secours et de retraite des entreprises (environ 40 cents par tonne métrique extraite).

Ces caisses couvrent les risques de maladie, d'accidents, de maternité et de vieillesse pour le mineur et sa famille.

En cas d'infirmité résultant d'un accident, la rééducation des blessés est assurée, et en cas de décès, un pécule est versé à la famille. Ce pécule représente 1.000 dollars versés à la mort du mineur à la veuve ou aux orphelins. En outre, les veuves de mineurs âgés de plus de cinquante ans ou ayant des enfants à charge reçoivent 30 dollars par mois auxquels s'ajoutent 10 dollars par enfant.

Le grand souci du syndicat des mineurs est de pouvoir apporter une aide efficace à ceux de leurs syndiqués qui en ont besoin, et d'obtenir des retraites d'un montant appréciable, beaucoup plus que de partir en retraite de bonne heure. On s'arrange généralement pour que les travaux les moins pénibles soient exécutés par les ouvriers mineurs les plus âgés.

La retraite est facultative à soixante ans et obligatoire à soixante-cinq ans. Le montant mensuel de la retraite à soixante-cinq ans est de 100 $ versés par la caisse, auxquels s'ajoutent 120 $ versés par le gouvernement depuis la loi de 1936. Le mineur et sa famille conservent leurs droits à la gratuité des soins.

Le nombre des mineurs américains en retraite est actuellement de 50.000; soit un retraité pour huit mineurs en activité. Cette proportion est même plus forte qu'elle ne devrait être: en effet l'effectif des retraités correspond à un effectif de mineurs des années antérieures, qui fut, avons-nous dit, beaucoup plus important qu'il n'est actuellement.

§ 6. — Organismes d'Etat.

Les Etats-Unis n'exercent aucun contrôle sur l'industrie charbonnière. Le bureau des mines, qui dépend du ministère de l'intérieur, a pour rôle de veiller à la conservation et au développement des ressources minérales: charbon, pétrole et gaz naturel, métaux précieux. Il est également chargé de promouvoir la sécurité du travail des mineurs, en veillant à l'application des règlements édictés à cet effet.

Le bureau dispose, en outre, de trois usines expérimentales, dont l'une est le seul producteur d'hélium dans le monde; les deux autres usines pilotes produisent de l'essence synthétique à partir du charbon et des lignites.

***

En résumé, le charbon, dont la production reste, avec des hauts et des bas, en palier depuis quarante ans, représente pour l'avenir et même pour le présent, malgré la concurrence des autres combustibles, la masse énergétique essentielle des Etats-Unis.

CHAPITRE II

LE PETROLE

§ 1er. — Généralités.

Les Etats-Unis disposent de 4 millions de kilomètres carrés de terrains sédimentaires (deux fois plus que l'Union française), dont l'exploitation intensive leur a permis d'être le premier producteur mondial de pétrole (de 50 à 60 p. 100 de la production mondiale depuis 1913).

Doit-on penser que la nature a, dans ce domaine également, favorisé les Etats-Unis, ou bien que l'esprit d'entreprise est essentiellement à l'origine d'un tel succès ?

Notre mission s'est préoccupée de rechercher essentiellement les raisons de cette réussite.

Il semble bien, ainsi qu'il ressortira dans les pages suivantes, que les deux éléments: richesses naturelles et esprit d'entreprise, ont joué concurremment et favorablement. Plus particulièrement la recherche et l'exploitation du pétrole, qui nécessitent de gros moyens techniques et financiers, ont été réalisées uniquement par des capitaux privés.

§ 2. — Situation des gisements et réserves.

Les gisements se trouvent essentiellement dans le Sud ou l'Ouest des Etats-Unis; les plus importants d'entre eux sont situés dans le Texas, dont ils ont fait la fortune.

Voici, d'ailleurs, par ordre d'importance, les Etats dont la production a été la plus forte en 1950 (en millions de tonnes), pour une production totale de 270 millions de tonnes.

Texas	113,5	Kansas	15
Californie	45	Illinois	8,5
Louisiane	27		
Oklahoma	22,5	Wyoming	8

Les Etats-Unis se sont toujours préoccupés d'apprécier leurs réserves, afin de pouvoir déterminer l'orientation de leur politique énergétique. Deux tendances se sont toujours affrontées à ce sujet: celle que l'on pourrait qualifier de « pessimiste » — les réserves seraient en voie d'épuisement rapide (d'ici vingt à trente ans) — et la tendance optimiste — aucun délai ne pourrait être fixé actuellement.

Les partisans de la thèse pessimiste fondent leur opinion sur les faits suivants:

Les réserves prouvées ont vu leur importance seulement tripler depuis trente ans, alors que la production a augmenté cinq fois.

Les puits en exploitation sont, pour les trois quarts, de très petits puits, dont on extrait deux à cinq barils par jour (0,3 à 0,7 tonne).

Les possibilités de découvertes sont certainement beaucoup moins grandes aux U. S. A. qu'ailleurs, en raison de la prospection intensive qui a déjà été réalisée.

La consommation suivra une courbe ascendante, beaucoup plus rapide que les découvertes. Certains pensent que la consommation en pétrole brut sera de 2 millions de barils par jour, d'ici dix ans, soit un accroissement de 40 p. 100 de la consommation actuelle.

Une estimation faite en 1948 fixait à 110 milliards de barils les réserves totales des Etats-Unis, soit environ 15 milliards de tonnes, en tenant compte des quantités de pétrole déjà extraites (35 milliards de barils). Il resterait donc à extraire 75 milliards de barils, soit environ 10 milliards de tonnes (21 milliards de barils de réserves prouvées et 54 milliards de barils de réserves probables). C'est cette tendance que nous avons entendu exprimer par le bureau des mines.

Par contre, la tendance des pétroliers, nous avons pu le constater notamment au Texas, est optimiste; elle s'appuie sur le fait qu'ils ont toujours disposé d'une réserve équivalente à 12 à 13 années de consommation.

En décembre 1951, les réserves prouvées de pétrole étaient estimées à 33 milliards de barils (4,45 milliards de tonnes), ce qui représentait treize années de production au rythme de 1951. Par ailleurs, le rythme des découvertes a toujours suivi le rythme croissant de la production. Si l'on avait voulu pousser davantage les recherches, on aurait certainement reconnu, disent les pétroliers, des réserves beaucoup plus importantes.

L'industrie pétrolière ne manifeste donc pas d'inquiétude quant à un épuisement prochain du gisement.

Les milieux administratifs semblent partagés. La commission Paley a adopté des conclusions optimistes, se fondant sur le fait que le rythme d'accroissement annuel des découvertes correspond largement à l'augmentation régulière de la production. Le bureau des mines, comme nous l'indiquions ci-dessus, estime, quant à lui, que l'insuffisance actuelle de la production en face de la consommation (les importations représentent 10 p. 100 de la consommation totale) ne fera que s'aggraver à l'avenir, ce qui paraît probable.

En effet, si le rapport Paley déclare que la consommation des Etats-Unis sera en 1975 de 695 millions de tonnes contre 330 en 1950, soit une augmentation de 110 p. 100, on admet que la production nationale serait alors de 570 millions de tonnes (en y comprenant l'huile de schiste et les autres productions synthétiques), ce qui amènerait les Etats-Uns à importer 125 millions de tonnes de combustibles liquides, soit 20 p. 100 de la consommation totale.

***

En résumé, quelle que soit l'importance des réserves de pétrole des Etats-Unis, quel que soit l'optimisme ou le pessimisme que l'on peut afficher à ce sujet, il semble que les Etats-Unis auront progressivement de plus en plus de mal à couvrir leurs besoins en pétrole. Une question se pose donc pour eux.

§ 3. — Production.

La production de pétrole a commencé en 1870 en Pennsylvanie avec une production de 550.000 tonnes environ. En 1900 elle passait à 7,3 millions de tonnes, provenant de l'Ohio, de la Virginie de l'Ouest, de la Pennsylvanie, de l'Indiana, de la Californie et de l'Etat de New-York. Elle n'a cessé d'augmenter depuis, restant supérieure à la production totale du reste du monde:

Production de pétrole aux Etats-Unis comparée à la production mondiale (en millions de tonnes métriques).

ANNÉES	ÉTATS-UNIS	MONDE (y compris U. S. A.).	POURCENTAGE
1913	33,1	61,2	54
1924	98	141,5	69
1929	138,1	205,5	67
1934	122,9	208,2	60
1939	170,9	285	60
1946	237,5	377,8	65
1949	252,3	468,5	58
1950	270,4	523,8	53
1951	307,5	592,3	52
1952	313,8	622,4	50

On voit cependant que, de 1946 à 1952, la production mondiale augmentait de 56 p. 100, alors que celle des Etats-Unis s'accroissait seulement de 33 p. 100. On peut donc constater que les craintes ressenties par certains milieux aux Etats-Unis ne sont pas sans fondement. Cette évolution est d'ailleurs logique. Les Etats-Unis, qui ont été les premiers à faire un effort sans précédent, alors que le rendement de leurs puits est faible comparé à ceux du Vénézuela et du Moyen-Orient, seront fatalement les premiers à voir leurs réserves s'épuiser.

Au surplus, le tableau suivant qui compare l'évolution de la production, celle des découvertes et celle des réserves prouvées, permet de se rendre compte que les réserves de pétrole, comptées en années, tendent plutôt à diminuer.

PÉRIODE (moyenne annuelle).	PRODUCTION (millions de tonnes).	DÉCOUVERTES (millions de tonnes).	DÉCOUVERTES (production en années).	RÉSERVES prouvées (millions de tonnes).	RÉSERVES (production en années).
1901-1910	17,5	38,5	2,2	505	27,3
1911-1920	41	78	1,9	797	19,2
1921-1930	103	186	1,8	1,296	12,4
1931-1940	142	214	1,5	1.940	13,6
1941-1945	213	259	1,2	2.790	13,1
1946-1950	253	394	1,6	3.190	12,4
1951	307	596	2	3.880	12,4

Il est à noter que le rendement moyen par puits est de plus en plus faible: 1,7 tonne par jour contre 33 tonnes au Venezuela et 700 tonnes au Moyen-Orient.

Cette production journalière moyenne a comme conséquence une extrême dispersion de l'industrie pétrolière qui comprenait, en 1951, 472.000 puits en activité, contre 400.000 en 1941 et 203.400 en 1916.

Les Etats-Unis disposaient, en 1951, de 4.400 derricks; ils ont effectué cette même année 45.000 forages, dont 37,5 p. 100 étaient secs. L'importance de ces forages peut être également appréciée en tenant compte du nombre de mètres forés, qui s'est élevé, pour la seule année 1951, à 53.000.000 m. On peut se rendre compte, d'après le pourcentage de forages secs, que les recherches géologiques et géophysiques sont très poussées.

Il convient de souligner que les techniques actuelles ne permettent d'extraire qu'une partie du pétrole existant, environ 40 p. 100. Aussi, les techniciens étudient-ils les procédés permettant de récupérer la part non extraite. Ces techniques (injection d'eau, de gaz, augmentation de la perméabilité du sol) permettent une récupération de l'ordre de 35 p. 100 du total, ce qui fait que 75 p. 100 du pétrole existant pourrait être extrait. Mais le prix de revient du pétrole récupéré est encore supérieur à celui du pétrole extrait selon les méthodes classiques.

Aussi les Etats sont intervenus de plus en plus dans les méthodes d'exploitation pour éviter les gaspillages. Grâce à des limitations de production et de forage, l'exploitation des champs pétrolifères a été en moyenne de 50 p. 100 plus fructueuse au cours des vingt dernières années.

La principale difficulté reste l'absence quasi-générale de coordination ou d'unification des programmes des différentes compagnies exploitant le même gisement. Le problème ne peut être résolu que sur le plan juridique, du fait de la législation particulière des Etats-Unis en matière de propriété du sol et du sous-sol. (On sait, en effet, que le propriétaire du sol est également propriétaire du sous-sol) C'est la raison pour laquelle on a vu aux Etats-Unis de nombreux propriétaires exploiter eux-mêmes leurs gisements pétrolifères (d'où le grand nombre de petits puits). Le plus souvent, chacun cède ses droits à la société pétrolière la plus offrante, ce qui explique que plusieurs sociétés exploitent généralement un même gisement.

§ 4. — Prix du pétrole brut.

L'industrie du pétrole n'étant pas contrôlée (sauf de 1942 à 1946), les prix sont libres et, en fait, très variables selon les années et les gisements.

En 1951, ce prix variait de 2,25 $ le baril en Californie à 4,25 $ en Pensylvanie (prix de vente au gisement même). La moyenne était de 2,53 $ pour l'ensemble des Etats-Unis.

Si l'on compte en dollars de valeur constante (sur la base 1952) par rapport aux prix de gros, on constate que malgré des variations annuelles considérables, le prix du pétrole était sensiblement le même en 1952 qu'en 1913.

§ 5. — Législation fiscale.

La production pétrolière aux U. S. A. n'a pu atteindre un tel développement que grâce à une législation fiscale favorable. En effet, la recherche de pétrole est une entreprise aléatoire, qui, estime-t-on aux Etats-Unis, doit être encouragée par les pouvoirs publics. Cette politique a d'ailleurs largement inspiré le Conseil économique lorsqu'il a émis son avis du 22 juillet 1952 sur le financement des recherches de pétrole et de gaz naturel.

Cette législation est commandée par les principes suivants:

1° Les investissements nécessités par le forages de recherche et de développement peuvent être amortis dans l'année, grâce aux déductions autorisées sur les revenus ou les bénéfices imposables des personnes possédant des intérêts dans les recherches pétrolières. Cette déduction porte sur le montant de l'imposition sur les bénéfices des sociétés ou sur les revenus des personnes qui investissent; elle est égale au montant de l'impôt perçu sur des revenus d'un volume égal aux investissements. Le système se ramène donc à une exonération fiscale pure et simple des revenus investis, qu'ils proviennent d'ailleurs de l'exploitation pétrolière ou non.

L'amortissement rendu possible par cette déduction concerne tous les frais de recherche ou de développement « irrécupérables », c'est-à-dire, pratiquement: 90 p. 100 des investissements.

2° Afin de permettre aux sociétés d'exploitation de « reconstituer » les gisements exploités, une exonération fiscale leur est accordée, la « Depletion Allowance », qui est égale à 27,5 p. 100 du chiffre d'affaires, à condition de ne pas dépasser 50 p. 100 du bénéfice imposable (il apparaît donc que la Depletion ne joue pleinement que si le bénéfice imposable représente au moins 55 p. 100 du chiffre d'affaires).

La « Depletion Allowance » doit être employée à amortir le coût d'acquisition, d'exploration et d'étude des terrains et le coût de forage intial des puits.

3° Lors de la vente d'une propriété pétrolière, la plus-value qu'elle a acquise du fait des découvertes de pétrole est imposable aux Etats-Unis comme un revenu (il n'existe pas de droits de mutation), mais l'imposition ne pourra dépasser 30 p. 100 de la plus-value.

4° Il existe une certaine protection douanière: 536,5 francs sur chaque tonne de pétrole brut ou de fuel importée au delà d'une marge égale à 5 p. 100 de la consommation prévue des raffineries américaines dans l'année. Les autres produits pétroliers sont taxés à des taux comparables, sauf l'essence et les lubrifiants, qui sont taxés à des taux très élevés.

***

En résumé, la production et la consommation de pétrole, facilitées par une législation intelligente, connaissent aux Etats-Unis, comme d'ailleurs dans le reste du monde, une progression très vive. Mais des incertitudes pèsent sur la durée pendant laquelle ce rythme pourra être maintenu.

CHAPITRE III

LE GAZ NATUREL

§ 1er. — Généralités.

L'industrie du gaz naturel est intimement liée à l'industrie pétrolière par l'identité de formation des gisements dans les terrains sédimentaires et par celle des méthodes de prospection et de production. Les deux tiers de la production proviennent de puits exclusivement gaziers et un tiers de puits de pétrole. Le Texas fournit, à lui seul, 52 p. 100 de cette production.

L'exploitation des gisements de gaz naturel a été encouragée par la même législation fiscale.

Cette industrie a connu un développement extraordinaire, dû aux découvertes considérables réalisées au cours des recherches de pétrole, au développement du réseau de transport et à son prix très bas, qui lui a permis de concurrencer très aisément les produits pétroliers.

Une grande différence, toutefois, caractérise l'industrie du gaz naturel: alors que l'industrie du pétrole, comme celle de la houille, sont libres, la production, le transport et la distribution du gaz sont réglementés d'une manière très stricte, comparable à celle de l'électricité, comme nous le verrons plus loin.

§ 2. — Réserves.

On manifeste en ce qui concerne les disponibilités futures la même incertitude pour le gaz que pour le pétrole.

Les réserves prouvées étaient, en 1950, de 5.300 milliards de mètres cubes, soit vingt-six fois la production nette de l'année.

La seule estimation des réserves totales (prouvées et probables) qui ait été faite donne un chiffre de 14.500 milliards de mètres cubes. Mais cette estimation, comme celle des réserves de pétrole, est évidemment très discutable.

Les réserves prouvées se répartissent principalement entre les Etats suivants:

Appalaches: 140 milliards de mètres cubes.
Californie: 320 milliards de mètres cubes.
Oklahoma: 320 milliards de mètres cubes.
Kansas: 430 milliards de mètres cubes.
Louisiane: 640 milliards de mètres cubes.
Texas: 2.510 milliards de mètres cubes.

Il paraît préférable, comme pour le pétrole, de considérer le rapport du chiffre des nouvelles réserves prouvées chaque année à celui de la production de l'année correspondante. De 1919 à 1944, le rapport était de plus de 3 à 1. Depuis 1945, il est de 2,3 à 1.

Il est à noter que les quantités de gaz découvertes chaque année deviennent proportionnellement plus importantes que les quantités de pétrole découvertes dans le même temps.

Aussi estime-t-on que dans quelques années le rapport sera de 1.200 mètres cubes de gaz pour une tonne de pétrole découverte.

Il est d'ailleurs vraisemblable que la production de gaz augmentera dans les mêmes proportions. Il est également vraisemblable que les gisements de gaz s'épuiseront en même temps que ceux de pétrole.

§ 3. — Production.

La production de gaz naturel s'est élevée de 8,1 milliards de m³ en 1900 à 35,6 en 1925 (pertes non déduites).

De 1935 à 1950, la progression, en millions de mètres cubes, a été la suivante:

ANNÉES	PRODUCTION totale.	REPRESSURING (1)	PRODUCTION nette.	PERTES	VENTES
1935.....	71	2,5	68,5	12,5	56
1940.....	105	10	95	17	78
1945.....	167	30	137	23	114
1950.....	240	40	200	23	177

(1) Le « repressuring » consiste à renvoyer dans la nappe pétrolifère une partie du gaz qui s'en est échappé de façon à y maintenir une certaine pression pour en extraire le maximum de pétrole.

En 1951, les ventes se sont élevées à 211 milliards de m³ et en 1952, à 227 milliards de m³.

Il faut souligner que les méthodes actuelles de production entraînent une perte de 10 p. 100 par combustion ou par pertes dans l'air.

§ 4. — Prix à la production.

Le gaz naturel est un combustible très bon marché. Au Texas, il vaut moitié moins que le fuel résiduel à la sortie d'une raffinerie, à valeur calorifique égale.

Toutefois, comme on le verra plus loin, le prix du gaz varie considérablement entre le lieu de production et le lieu de consommation, en raison des longs transports qu'il supporte. La moitié du gaz produit est encore consommée dans les régions productrices.

Les prix à la production n'ont fait que baisser en dollars constants depuis 1935. En effet, le prix moyen, qui était de 5,2 cents le pied cube en 1935-1939, ne s'est élevé que de 25 p. 100 jusqu'en 1951 (6,5 cents), tandis que les prix de gros en général s'accroissaient de 125 p. 100.

Ces prix sont eux-mêmes assez différents selon les régions productrices. En 1950-1951, le prix du mètre cube à la production était de 0,52 franc au Texas et de 220 francs dans le Maryland. La moyenne pour les Etats-Unis était de 0,72 franc.

L'industrie du gaz naturel est soumise au contrôle étatique en vertu du Naturel Gas Act du 21 juin 1938. La Constitution a partagé les pouvoirs de réglementation entre le Gouvernement fédéral et le Gouvernement des Etats.

Les pouvoirs fédéraux ont été confiés, en vertu de cette loi, à la « Federal Power Commission », dont on examinera les autres attributions au chapitre suivant.

Ces pouvoirs concernent la réglementation du commerce du gaz naturel entre Etats et avec l'étranger: contrôle des tarifs de vente et du transport du gaz entre Etats. La construction d'un pipe-line traversant plusieurs Etats doit, en effet, être autorisée par la Federal Power Commission.

D'autre part, les Etats contrôlent les prix du gaz sur leurs territoires respectifs.

La concurrence entre les sociétés ne disparaît pas pour autant, car elles s'efforcent de vendre leurs fournitures au-dessous des tarifs maxima fixés par les Etats.

***

En résumé, l'industrie du gaz naturel, plus récente que celle de la houille ou du pétrole, est tout aussi vivante malgré les contacts plus étroits du Gouvernement fédéral et des Etats. Son avenir, comme celui du pétrole, paraît limité par la situation des réserves.

CHAPITRE IV

L'HYDROELECTRICITE

§ 1er. — Généralités.

Les Etats-Unis produisent près de la moitié de l'énergie électrique mondiale et le quart environ de leur production est d'origine hydraulique. Ils disposent, en effet, d'importants sites hydrauliques favorables.

Les premiers sites ont été installés par des compagnies privées. Le Gouvernement fédéral s'est, à son tour, intéressé au développement de cette forme d'énergie pour réaliser sa politique de mise en valeur du territoire: irrigation des terres, régularisation des fleuves et rivières (navigation) et contrôle des eaux.

En principe, le Congrès ne peut autoriser les agences fédérales à entreprendre des équipements hydrauliques que si ceux-ci ont pour but principal d'assurer la navigation et le contrôle des eaux, la production d'électricité ne devant représenter qu'un aspect secondaire. Il n'y a que dans l'équipement de la Tennessee Valley que la production d'électricité a été le but essentiel, encore que ce projet fût, dans la politique rooseveltienne, un élément important destiné à lutter contre le chômage.

La première manifestation fédérale dans ce domaine fut le « Federal Water Power Act » du 10 juin 1920, qui ne visait que la production et l'utilisation de l'énergie hydraulique. Cette loi, modifiée et complétée à diverses reprises, devait devenir le « Federal Power Act ». La loi de 1920 avait créé une commission fédérale: la « Federal Power Commission » (F. P. C.), pour assurer son exécution.

Aux termes de cette législation, tout projet d'ouvrage hydroélectrique dont l'initiative n'appartient pas à l'Etat fédéral est soumis à une autorisation (appelée « licence ») délivrée par la « Federal Power Commission », en accord avec le Congrès, lorsque cet ouvrage doit être construit sur une voie navigable ou sur un terrain appartenant au Gouvernement fédéral.

Lorsqu'il s'agit d'un projet fédéral, c'est la « Federal Power Commission » qui a le pouvoir de le réaliser, par l'intermédiaire du génie militaire, après avoir obtenu évidemment du Congrès son autorisation et les crédits nécessaires. S'il s'agit d'un projet qui ne concerne ni une voie navigable, ni un terrain fédéral, la réglementation est alors imposée par une commission de l'Etat intéressé.

Les licences ne sont accordées qu'après la consultation de plusieurs organismes fédéraux ou étatiques et comporte des clauses précises, techniques et financières, relatives à la construction. Pour leur délivrance, la « Federal Power Commission » tient compte essentiellement de la rentabilité et de l'utilité de l'ouvrage pour l'intérêt général. L'exploitation est autorisée pour une période de cinquante ans et peut être reprise au cours ou à la fin de cette période, au profit soit de l'Etat, soit d'un nouveau licencié. En général, la licence est renouvelée au profit de l'ancienne compagnie.

La « Federal Power Commission » est notamment chargée du contrôle des tarifs et de la qualité du service offert par les compagnies soumises à sa juridiction (celles effectuant le transport sur plusieurs Etats, la vente en gros ou le commerce international de l'énergie électrique). Elle a pu à cet égard leur imposer des règles communes de comptabilité pour en faciliter le contrôle.

Elle peut recommander et même, dans certains cas, exiger l'interconnexion et la coordination des ressources existant dans plusieurs Etats. En fait, elle intervient dans tous les grands projets nationaux, surtout quand ils posent des problèmes d'intérêt général, tels que l'opportunité de savoir si, dans une région déterminée, il y a lieu de s'orienter vers des installations hydrauliques ou thermiques.

On ne nous a pas caché, dans certains milieux industriels, que ces pouvoirs du Gouvernement fédéral pouvaient paraître quelque peu excessifs. En effet, ils estiment que si le Gouvernement a le devoir de veiller à la mise en valeur du territoire (projets à buts multiples), il ne doit pas avoir le droit de construire des ouvrages dont le but essentiel est de produire de l'électricité.

Ces milieux considèrent que le développement privé de l'hydroélectricité a été principalement fonction du prix du charbon, mais aussi de la politique du Gouvernement et du Congrès, qui ont préféré confier la plupart de ces travaux d'équipement à leurs agences fédérales. D'autre part, il nous a été signalé, à la « Federal Power Commission », que l'évolution respective des deux sources d'énergie électrique a surtout été déterminée par la nécessité de satisfaire rapidement la demande croissante. Aussi la production a-t-elle dû, indépendamment des raisons géographiques, être assurée principalement en thermique, devant l'impossibilité d'équiper rapidement des sites hydrauliques favorables.

Quoi qu'il en soit, la participation de l'Etat semble grandissante, puisque les industries privées produisaient 95 p. 100 de l'énergie hydroélectrique en 1920, 76 p. 100 en 1940 et seulement 50 p. 100 en 1952.

Pour la prochaine décade, les renseignements que nous avons obtenus permettent de penser que les aménagements hydroélectriques privées seront du même ordre de grandeur que ceux du Gouvernement fédéral.

§ 2. — Production et situation des sites.

La production hydroélectrique aux Etats-Unis, depuis 1920, a marqué l'évolution suivante:

ANNÉES	PUISSANCE installée en milliers de kW.	PRODUCTION	
		En millions de kWh.	En pourcentage de la production totale U. S. A.
1920	3.704	15.760	40
1930	8.585	31.190	34,2
1940	11.224	47.321	33,4
1944	14.586	73.945	32,4
1947	14.971	78.426	30,7
1950	17.675	95.938	29,1
1952	20.409	104.999	26,3

La Federal Power Commission évalue à 90 millions de kW la capacité totale des sites aménageables aux Etats-Unis, dont 22 p. 100 sont déjà équipés.

Le rapport Paley estime que le triplement de la puissance installée de 1950 à 1975 est économiquement rentable.

Les principales régions productrices sont situées dans la partie Ouest et le Centre des Etats-Unis. On estime en effet que 83 p. 100 des ressources hydrauliques des Etats-Unis se trouvent à l'Ouest du Mississipi, principalement dans les Montagnes Rocheuses et sur la côte du Pacifique.

Cette situation géographique des principales ressources hydrauliques explique leur équipement assez tardif. La partie Ouest des Etats-Unis ne s'est en effet développée que très récemment. Il est d'ailleurs intéressant de constater que l'aménagement hydroélectrique de cette région, décidé par le Gouvernement fédéral, a entraîné son développement démographique et économique. En 1900, l'Ouest avait une surface irriguée de 2,8 millions d'hectares et une population de 11 millions d'habitants. En 1920, la surface irriguée était de 7,3 millions d'hectares et la population de 20 millions d'habitants. En 1950, la surface irriguée s'élevait à 10,1 millions d'hectares, sur lesquels vivaient 34 millions d'habitants.

Les plus célèbres sites aménagés sont:

1° Dans l'Ouest, sous l'égide du Bureau of Reclamation:

Le bassin de Columbia, dont le principal aménagement, le Grand Coulée Dam, qui vient d'être terminé, est le plus important des Etats-Unis.

Puissance: 1.974.000 kW. Production: 12,5 milliards de kWh. Coût: 432 millions de dollars, soit 219 dollars le kW installé (76.000 francs).

Lorsque l'équipement du bassin de Columbia, actuellement en projet, sera terminé, un million d'acres supplémentaires seront irriguées;

Le Boulder Canyon, avec le célèbre Hoover Dam. Ce barrage, commencé vers 1930, aura une puissance installée de 1.332.000 kW lorsqu'il sera terminé. Production: 5,8 milliards de kWh. Coût: 166 millions de dollars, soit 125 dollars le kW installé (43.750 francs).

2° Dans le Sud-Est:

Le bassin du Tennessee, aménagé par la Tennessee Valley Authority. La T .V. A. a la forme d'une société fédérale; une loi de 1933, inspirée par le président Roosevelt, lui a donné naissance. Au 30 juin 1950, 27 centrales hydrauliques, développant une puissance de 2.170.000 kW, et produisant 14 milliards de kWh par an, avaient été installées, pour un coût total de 588 millions de dollars (pour la production d'énergie), soit 270 dollars (95.000 francs) par kW installé. Les coûts varient d'ailleurs beaucoup d'une installation à l'autre. Ainsi, la plus puissante, celle de Fort Wilson (935.000 kW), revient-elle à 104 dollars (36.500 francs) du kW (mais sa construction a commencé en 1938, époque où le dollar valait beaucoup plus qu'actuellement), tandis que les centrales de Kentucky et de Watanga (160.000 et 50.000 kW), construites entre 1938 et 1949, reviennent à 570 dollars (200.000 francs) le kW installé.

3° Dans le Nord-Est:

Les chutes du Niagara et les rivières adjacentes, exploitées par la Niagara Mohawk Power Corporation, société privée. Les quatre-vingt-deux centrales de la société avaient en 1951 une puissance totale d'environ 1 million de kW et une production annuelle de 7 milliards de kWh environ. La plus importante est la centrale de Schoellkopf (320.000 kW);

Le bassin du Susquehanna, avec les centrales privées de Safe Harbor (Pennsylvanie) et de Conowingo (Maryland). La puissance de chacune doit atteindre 400.000 kW. La production de la première doit atteindre 920 millions de kWh, celle de la seconde 1.600 millions.

Les grands travaux en cours d'exécution sont:

Ceux de la Central Valley, en Californie, qui doivent permettre d'irriguer 3.500.000 acres et développer 1.700.000 kW. Coût: 371 millions de dollars, soit 217 dollars (76.300 francs) le kW installé;

Ceux du bassin du Missouri (100 barrages, 40 centrales), dont la réalisation est assurée conjointement par le Bureau of Reclamation et le Army Corps of Engineers. La surface irriguée sera de plus de 6 millions d'acres — l'équivalent d'un nouvel Etat — et la puissance nouvelle de 2.500.000 kW, qui s'ajouteront aux 900.000 kW déjà installés. Coût: 208 millions de dollars, soit 83 dollars (29.100 francs) le kW installé.

§ 3. — Prix à la production.

a) Centrales fédérales

Le coût des barrages à buts multiples construits par le gouvernement fédéral est ventilé entre les différents usages, proportionnellement au coût de chacun. Par exemple, pour les barrages construits par la T. V. A., les frais totaux d'équipement au 30 juin 1950 (675,8 millions de dollars) ont été répartis ainsi: 5,3 p. 100 à la navigation, 7,2 p. 100 au contrôle des crues, 87,5 p. 100 à l'énergie électrique. Les valeurs ont été calculées pour un taux de marche de 60 p. 100, et l'amortissement du matériel sur 50 ans.

Ainsi qu'il nous a été expliqué au Bureau of Reclamation, les frais attribués au contrôle des crues et à l'amélioration de la navigation ne sont jamais remboursés au Trésor. Les frais imputés à l'irrigation doivent être remboursés, sans intérêt, généralement en 40 ans (les tarifs pratiqués ne permettent pas habituellement le remboursement complet des frais). Les frais imputés à la distribution d'eau doivent être amortis avec un intérêt de 3 p. 100 environ, généralement en 40 ans. Les frais imputés à l'énergie électrique doivent être amortis, avec un intérêt de 3 p. 100, habituellement en 50 ans. En outre, les tarifs de vente d'électricité doivent être tels qu'ils permettent le remboursement des frais d'irrigation, qui ne peuvent jamais être remboursés intégralement par la vente d'eau d'irrigation.

Il faut d'ailleurs préciser que le Congrès, lorsqu'il accorde les crédits demandés par le président pour les agences fédérales, précise la part des crédits affectés à chaque usage. On doit admettre que la ventilation des frais, dans les projets à buts multiples, est toujours arbitraire, et donne des résultats très variables; c'est une faiblesse inévitable de tout système de ventilation, que l'on ne peut méconnaître.

La centrale de Bonnerville sur le Columbia (puissance installée: 518.400 kW, vend son énergie à la puissance, à un prix forfaitaire de 17,50 $ par kW et par an, sans limitation de quantité. Ce prix est intéressant pour les industries chimiques telles que celles de l'aluminium, puisque le prix du kWh électro-chimique est de 0,2 cent (70 centimes). Le barrage de Mac Nary vend son énergie à 0,4 ct le kWh (1,4 franc).

La moyenne du coût du kWh pour les grands ensembles donne 0,67 ct (2,35 francs).

b) Les centrales privées

On a très peu de renseignements en ce qui concerne les prix de revient du courant dans les centrales hydrauliques privées. On estime qu'actuellement les ouvrages en construction ou projetés pourront donner du courant à 0,50 cent le kWh (soit 2,10 francs).

Les compagnies privées s'estiment défavorisées par rapport au secteur public dans ce domaine, celui-ci n'ayant pas à payer les taxes auxquelles les premières sont soumises. Mais le Bureau of Reclamation fait valoir qu'une part importante des recettes des centrales publiques est absorbée par le Trésor sous forme d'intérêts: 14,7 p. 100; d'amortissements: 19,9 p. 100, et de dépenses pour l'irrigation, etc.: 23,8 p. 100, soit au total 58,4 p. 100, tandis que les sociétés privées ne payent que 21,9 p. 100 de taxes (les intérêts et dividendes additionnés font 17,9 p. 100).

Il est à noter que ces chiffres concernent l'ensemble de la production d'électricité et que la production privée est surtout thermique, tandis que la production publique est surtout hydraulique (ce qui réduit les charges d'exploitation).

**

En résumé, l'énergie hydro-électrique ne représente qu'une faible part de l'ensemble énergétique des Etats-Unis: sa production est souvent liée à d'autres objets (irrigation, navigabilité, lutte contre les crues, etc.), ce qui explique une importante intervention de la puissance publique dans ce domaine, contrairement à la tendance générale des Etats-Unis.

DEUXIEME PARTIE

L'énergie nucléaire.

Introduction.

Après avoir examiné dans le titre Ier, les possibilités des Etats-Unis en matière d'énergie classique (charbon, pétrole, gaz naturel, hydro-électricité), il était naturel de consacrer un titre spécial à cette nouvelle, mais combien intéressante, encore qu'un peu mystérieuse, forme d'énergie, qu'est l'énergie nucléaire.

Si, au cours de nos précédentes missions, et notamment en Suisse, nous avions noté quelques indices révélateurs sur la nécessité de s'orienter vers l'utilisation de l'énergie atomique, les renseignements particulièrement intéressants que nous avons pu obtenir aux Etats-Unis nous ont permis de nous rendre compte que des résultats déjà importants avaient été obtenus dans cette voie.

Sans doute, au moment où paraît ce rapport, l'information de l'opinion publique française — nos spécialistes savaient déjà à quoi s'en tenir — est-elle déjà plus avertie des possibilités qui nous attendent dans ce domaine; il n'est pas de semaine, et parfois même de jour où la presse ne publie des articles souvent fort intéressants à ce sujet. Depuis trois mois incontestablement un gros effort d'information, permis sans doute par les déclarations internationales qui ont été faites dans ce domaine, a été réalisé.

De ce fait, il nous est plus facile d'exposer les observations que nous avons faites, comme il nous apparaît plus impérieux que nous prenions conscience de nos propres possibilités dans ce domaine.

CHAPITRE Ier

LES POSSIBILITES D'UTILISATION INDUSTRIELLE DE L'ENERGIE NUCLEAIRE

§ 1er. — Historique.

Jusqu'à ces dernières années, les Etats-Unis s'étaient préoccupés d'utiliser l'énergie atomique à des fins exclusivement militaires; la plupart des piles — ou réacteurs — construits par la commission de l'énergie atomique avaient pour but de produire, à partir du minerai d'uranium, de l'uranium 235 ou du plutonium 239, qui sont, avec l'uranium 233, les seuls matériaux utilisables pour les bombes atomiques. Mais, depuis deux ou trois ans, on constate un certain changement d'orientation dans la politique de la commission de l'énergie atomique. Les Etats-Unis veulent également tenir la première place dans la « course » à l'utilisation pacifique de l'énergie atomique, à la fois pour des raisons de prestige et pour des raisons commerciales.

§ 2. — La nouvelle politique de la commission de l'énergie atomique.

Ces mobiles ont déterminé la commission de l'énergie atomique à mettre en route des programmes d'utilisation de l'énergie atomique à des fins autres que la fabrication des bombes. Cette action nouvelle s'est orientée dans deux directions.

La première, essentiellement militaire, a pour but d'étudier les possibilités d'utilisation de l'énergie nucléaire pour la propulsion des navires ou des avions; des projets de réacteurs destinés à des porte-avions, à des sous-marins ou à de gros avions sont examinés; l'un d'eux est même réalisé à l'heure actuelle, puisque le « Nautilus », premier sous-marin atomique, fonctionne déjà. Ces réalisations, bien qu'elles ne puissent pas être imitées à l'heure actuelle par les constructeurs de bateaux ou d'avions civils en raison de leur prix de revient élevé (environ 4 fois le prix de la propulsion au pétrole pour le « Nautilus ») servent cependant la cause de l'utilisation pacifique de l'énergie atomique: en effet, il n'est pas exclu que les laboratoires de l'Etat trouvent un jour des perfectionnements techniques tels qu'on puisse vulgariser l'usage du réacteur soit pour la propulsion des véhicules civils, soit encore pour la production de l'énergie.

C'est, en effet, dans cette seconde direction que la commission de l'énergie atomique a récemment orienté ses efforts, à la demande notamment des industries privées. Elle a d'abord entrepris la construction de trois réacteurs expérimentaux destinés à étudier les possibilités de production de l'énergie électrique: le premier, situé à Arco (Idaho) a été construit en décembre 1951; il est connu sous le nom d'« Experimental Breeder Reactor » et possède une puissance de 200 kW. Un autre, l'« Homogeneous Reactor Experiment » fonctionne depuis 1952 à Oakridge avec une puissance de 150 kW. Enfin un troisième réacteur a été établi à Arco également, le « Mark I Submarine Thermal Reactor », pour préparer le réacteur « Mark II » qui fonctionne actuellement à bord du « Nautilus ».

Outre cette œuvre de recherche qu'elle a entreprise seule, la commission de l'énergie atomique a mis sur pied un « programme de participation industrielle » (I. P. P.). En 1951, trois hommes d'affaires lui proposèrent de permettre à leurs firmes d'entreprendre des recherches sur les possibilités d'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire. La commission donna son accord et assura de son concours technique les entreprises qu'elle autoriserait à étudier la question. Quatre groupes de sociétés (1) en mai 1951, et après entente avec la commission, commencèrent leurs travaux. Un an après, ces quatre groupes déposèrent les premiers rapports dont les lignes essentielles apparaissent au tableau I reproduit en annexe. Vers la même date, un cinquième groupe, composé de la Foster Wheeler corporation et de la Pionneer Service and Engineering, vint s'ajouter aux quatre précédents et poursuivre les études déjà commencées. Autour de ces cinq groupes se sont agrégées des sociétés filiales, si bien que 60 entreprises environ sont actuellement intéressées à l'I. P. P.

L'importance de ces entreprises montre l'intérêt que les milieux industriels américains attachent au problème de l'utilisation de l'énergie nucléaire. Aussi convient-il d'examiner tout d'abord les raisons économiques profondes de cet intérêt général.

§ 3. — L'intérêt économique de l'énergie de source nucléaire.

L'intérêt de l'énergie nucléaire est d'apparaître au moment où les perspectives d'épuisement des ressources classiques en énergie, notamment en pétrole et en gaz naturel, à plus ou moins longue échéance, d'une part, et l'augmentation toujours croissante de la consommation d'énergie, d'autre part, ont fait naître des craintes pour l'avenir de l'humanité.

Pour l'instant, on a d'ailleurs pensé que l'énergie nucléaire constituerait un appoint appréciable à condition de pouvoir réaliser sur une grande échelle le procédé du « Breeding » qui permet une consommation infime d'uranium.

On voit dès lors clairement l'avantage qu'il y aurait à utiliser cette nouvelle source d'énergie, même pour des pays aussi riches que les Etats-Unis. A plus forte raison pour des nations dépourvues de ressources énergétiques appréciables et éloignées de tout pays gros producteur capable de leur en fournir économiquement. Les Américains ont donc voulu étudier attentivement les chances d'établissement de l'énergie nucléaire dans leur pays ou dans les pays sous-développés. Mais ils se sont heurtés alors à des problèmes d'ordre technique, économique ou juridique, de la solution desquels dépend l'avenir industriel de l'énergie atomique.

§ 4. — La simplicité du principe.

En principe, la production d'énergie électrique à partir de réacteurs atomiques paraît très simple, comme on a pu le voir à propos du fonctionnement des machines du *Nautilus*. On a simplement constaté que les réactions en chaîne qui s'effectuent dans une pile produisent un dégagement de chaleur et, à défaut de pouvoir utiliser directement l'énergie atomique, on peut se servir de cette chaleur pour faire tourner des turbines par l'intermédiaire de la vapeur. Le réacteur jouerait donc exactement le même rôle que les chaudières dans une centrale thermique ordinaire: la vapeur, au lieu d'être produite par des chaudières brûlant du charbon ou du fuel, serait produite par le réacteur et irait faire tourner les mêmes turbines. En d'autres termes, la révolution technique que constituerait une centrale atomique ne bouleverserait que la partie génératrice de vapeur des centrales thermiques traditionnelles et laisserait intacte la partie génératrice d'électricité

Il n'y aurait donc là rien de scientifiquement nouveau, d'autant qu'on a déjà construit des réacteurs capables de fournir de la vapeur: les deux réacteurs expérimentaux précités et le moteur du *Nautilus* sont là pour en témoigner. *Le problème n'est donc pas tant scientifique que technique:* il s'agit, en effet, « d'appliquer » à la génération de l'énergie électrique des inventions déjà connues, et cela en vue de produire cette énergie au plus bas prix possible: le facteur technique va déterminer les possibilités économiques.

CHAPITRE II

LE COUT DE PRODUCTION DE L'ENERGIE NUCLEAIRE

§ 1er. — Problèmes économiques de rentabilité.

Les renseignements que nous avons recueillis aux Etats-Unis montrent que la rentabilité de cette production est actuellement très discutée. Non seulement il n'est pas prouvé que la production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire peut être écono-

(1) *a)* Monsanto Chemical Cy et Union electric Cy of Missouri; *b)* Detroit Edison Cy et Dow Chemical Cy; *c)* Commonwealth Edison Cy et public Service Cy of Northern Illinois; *d)* Pacific Gas Electric Cy et Bechtel Corporation.

mique dans un avenir proche, mais toutes les estimations qui ont été faites jusqu'à présent tendent à démontrer qu'à l'heure actuelle elle ne l'est pas.

Pour éclairer les données du problème, M. Walker L. Cisler, président de la Detroit Edison Company, nous a fourni une démonstration péremptoire du prix que devrait coûter le kilowatt installé pour pouvoir entrer en concurrence avec les sources traditionnelles d'énergie et particulièrement avec le charbon; il prend comme point de comparaison la centrale thermique de Saint-Clair, récemment construite par la société qu'il dirige, puisque, on le sait, il suffit de substituer aux chaudières génératrices de vapeur un réacteur chargé de la même fonction.

Calcul de ce qu'il serait justifié d'investir dans la construction d'un réacteur générateur d'énergie calorifique.

DÉSIGNATION	COUT du fonctionnement annuel de la centrale thermique de Saint-Clair dotée d'une capacité de 625.000 kW.	INVESTISSEMENT qui serait justifié pour un réacteur qui ne coûterait rien en main-d'œuvre, entretien et combustible (le coût de fonctionnement annuel de la centrale thermique est capitalisé à 10 p. 100).
	En dollars.	En dollars.
Main-d'œuvre utile au fonctionnement	180.000	1.800.000
Matériel et fournitures nécessaires au fonctionnement et à l'entretien.	307.000	3.070.000
Coût d'installation de la partie génératrice de vapeur de la centrale. — Amortissement de l'installation au taux de 10 p. 100...............	4.829.300	48.293.000
Coût du combustible......	8.855.000	88.550.000
Total	14.171.300	141.713.000
Investissement par kW..	77	227
Coût par 1.000.000 BTU à la soupape de la turbine.	0,577	0,577

D'après ce tableau, pour que la calorie soit produite au même prix dans les deux centrales, il faudrait que l'on n'investisse ni plus ni moins que 227 dollars par kilowatt dans la construction d'un réacteur nucléaire.

Mais ce calcul repose sur deux hypothèses: M. Cisler suppose d'abord que le réacteur dont il s'agit est du type « Breeder » avec lequel la dépense de combustible est pratiquement négligeable; on estime, en effet, que cette dépense dans un tel réacteur ne dépasserait pas 0,013 millième de dollar par kilowatt-heure. M. Cisler peut donc, dans ces conditions, investir dans une éventuelle centrale nucléaire le prix annuel de charbon consommé dans sa centrale thermique. D'autre part, le réacteur qu'il envisage serait un « Dual Purpose Reactor » — un réacteur à double objet — qui fabriquerait à la fois de l'énergie électrique et des matières telles que du plutonium 239; le produit de la vente de ce précieux métal permettrait de payer et la main-d'œuvre et le prix du fonctionnement et de l'entretien de la centrale. Une telle supposition lui permet dès lors d'affecter également à la construction de la centrale nucléaire le prix de ces biens et services nécessaires au fonctionnement de la centrale thermique. Il parvient donc à un total extrêmement élevé de plus de 141 millions de dollars qui justifierait pour une puissance totale de 625.000 kilowatts un investissement de 227 dollars par kilowatt, pour le réacteur uniquement.

Mais si les deux hypothèses de M. Cisler ne se réalisaient pas, il faudrait soustraire des 141 millions disponibles pour l'investissement les quelque 4 millions (et même probablement davantage) consacrés aux dépenses de travail et d'entretien et surtout les dépenses de combustible dont le montant varierait avec le réacteur employé, mais ce serait, de toutes façons, extrêmement élevé. On pourrait dès lors s'attendre à ce que l'investissement permis dans une centrale nucléaire soit très inférieur à 200 dollars par kilowatt, pour pouvoir concurrencer le charbon.

Or, aucun des projets déposés par les sociétés contractantes avec la commission de l'énergie atomique dans le cadre de l'I. P. P. (voir en annexe le tableau 1) ne prévoit un coût inférieur à 282 dollars par kilowatt et la plupart estiment que ce coût dépassera 450 dollars. Quant au prix du kilowatt-heure, aucun des projets nucléaires ne l'envisage comme pouvant être inférieur à 1 ou 2 cents, alors que, actuellement, avec les sources traditionnelles d'énergie, ce prix est de l'ordre de 0,6 à 0,7 cents.

Ainsi, *il semble que que tout dépende maintenant de ce que les techniciens peuvent faire pour comprimer dans de fortes proportions le prix de revient prohibitif de l'énergie nucléaire.*

§ 2. — Les solutions techniques possibles.

L'une des premières solutions auxquelles on ait pensé et dont M. Cisler est partisan, consiste à employer des réacteurs à double objet. Un réacteur, en effet, peut soit fabriquer seulement des matières fissibles (uranium 235, plutonium 239) utilisables dans les bombes atomiques ou dans d'autres réacteurs dits secondaires, soit fournir seulement de l'énergie, comme le réacteur du Nautilus, soit encore produire à la fois des matières fissibles et de l'énergie. Alors que les deux premiers types n'ont qu'un objet (single purpose) le troisième en a deux (Dual purpose reactor). Certains partisans du développement de l'énergie nucléaire à usage industriel ont imaginé, lorsqu'ils ont vu que le prix du kilowatt-heure serait prohibitif, de le diminuer en vendant non seulement de l'énergie, mais encore du plutonium. Le prix obtenu par la vente de celui-ci rendrait l'opération à peu près rentable.

Mais les objections qu'un tel projet soulève sont nombreuses. Tout d'abord au point de vue commercial, il n'y a qu'un seul acheteur possible de plutonium: c'est l'Etat. Les particuliers, en supposant que l'Atomic Energy Act de 1946 soit modifié, n'en achèteraient pas encore dans un proche avenir, sauf peut-être pour construire des centrales nucléaires, mais alors cette vente est hypothétique. Or, il n'est pas certain que l'Etat ait encore de gros besoins de plutonium, ni qu'il renonce à fabriquer lui-même ce métal, ni qu'il soit disposé à en garantir un prix ou une quantité minimum. D'autre part, il est douteux qu'un réacteur à double fonction assure convenablement chacune de ces fonctions et on croit souvent que dans des « Breeders » à double objet, la qualité des produits obtenus ne serait pas excellente.

Pour toutes ces raisons, on a virtuellement abandonné, dans les milieux officiels américains, le « Dual Purpose System » qui se serait ramené dans bien des cas à une subvention gouvernementale déguisée. Aussi, la commission de l'énergie atomique a-t-elle récemment réorienté les études faites dans le cadre de l'I. P. P., en recommandant de s'attacher exclusivement à l'examen des réacteurs à objet unique.

***

Mais parmi ceux-ci, le choix peut se porter sur plusieurs types de réacteurs. On peut les diviser en deux grandes catégories: d'une part, les réacteurs ordinaires, qu'on les appelle « non regenerative » ou « converter » qui consomment plus ou moins d'uranium ou de plutonium pour fournir de l'énergie: cette consommation est estimée valoir suivant les cas de 1 mill (1) à 7 mills par kilowatt-heure.

D'autre part, il y a les réacteurs « Breeders » dont la caractéristique est de ne pas consommer de combustible; bien mieux, ils peuvent même, après avoir fonctionné, se trouver excédentaires en combustible. Le mécanisme du « Breeding » est le suivant: on place dans le réacteur de l'uranium naturel, composé en faible quantité d'U. 235 et en forte proportion (139 sur 140) d'U. 238. La réaction en chaîne est amorcée par un neutron libre qui, absorbé par le noyau d'un atome d'U. 235, le scinde en deux particules et 2,5 neutrons libres. Ces neutrons peuvent à leur tour provoquer la fission d'autres atomes d'U. 235 et la réaction en chaîne se poursuit. Mais pour maintenir celle-ci, un seul neutron libre sur 2,5 est utile. Il reste donc des neutrons qui peuvent convertir l'U. 238, partie inutile de l'uranium, en plutonium. La seule chose à éviter c'est que les neutrons excédentaires ne disparaissent soit hors du réacteur, dans la carapace qui l'entoure, soit encore d'une façon stérile, c'est-à-dire sans fission, dans l'uranium 235. On appelle, dès lors, taux de conversion le rapport qui existe entre les atomes de plutonium produits et les atomes d'uranium 235 détruits. Si ce taux est égal ou supérieur à 1, on appelle le réacteur « Breeder »; c'est-à-dire qu'il se nourrit lui-même ou qu'il produit plus de matière fissible qu'il n'en consomme.

Les avantages d'un tel appareil sont évidents. On doit même dire que, pour certains, aucun autre type de réacteur n'est concevable pour la production d'énergie électrique. Les uns mettent en avant le fait que si les réserves d'uranium sont immenses avec un procédé tel que le « Breeder », elles seraient très vite épuisées si l'on utilisait d'autres types de réacteurs. Les autres, préoccupés davantage de rentabilité que d'économie de ressources, voient dans le « Breeder » l'incontestable avantage d'un appareil dont le fonctionnement ne coûte à peu près rien, en combustible tout au moins.

Seulement, cet avantage d'économie dans le fonctionnement est plus que contrebalancé par le prix d'installation extrêmement élevé

(1) Un mill vaut un millième de dollar ou un dixième de cent.

des « Breeders ». Et encore ce prix est-il estimé sur le papier, puisque ce type de réacteur n'existe guère qu'en deux exemplaires de petite taille à Arco et à Oakridge. Il est très possible qu'il s'avère plus élevé à la réalisation, même si, comme on l'envisage, on ne devait construire qu'une centrale d'au moins 60.000 kilowatts pour commencer.

On voit donc que, du point de vue technique, aucune solution valable n'a, pour l'instant, été trouvée au problème de la rentabilité de l'énergie nucléaire. La solution préconisée avec le « Dual Purpose Reactor » a été écartée. Tous autres réacteurs que les « Breeders », même s'ils arrivaient à coûter assez peu cher pour concurrencer valablement le charbon, risqueraient d'épuiser, au dire de certains, les réserves d'uranium. Il ne reste donc en définitive que les « Breeders » dont on ne peut pas dire qu'ils aient dépassé à l'heure actuelle le stade expérimental.

§ 3. — Les perspectives proches et lointaines de l'avenir de l'énergie nucléaire aux U. S. A. — Conclusion.

Cependant, malgré ces conditions économiques et techniques assez défavorables pour l'instant, les Etats-Unis et plus particulièrement la commission de l'énergie atomique s'engagent de plus en plus dans l'étude et la réalisation d'un programme d'utilisation industrielle de l'énergie atomique.

M. Murray, membre de la commission de l'énergie atomique, a, en effet, déclaré à une réunion d'entreprises d'électricité qui s'est tenue en octobre dernier à Chicago, que la commission avait confié à la société Westinghouse le soin de construire une première centrale nucléaire d'une puissance de 60.000 kW au moins; le réacteur qui n'est vraisemblablement pas un « Breeder » ne doit produire que de l'énergie; cette décision marque une fois encore la méfiance de la commission pour un réacteur à double objet. Il doit être construit sous la direction du contre-amiral Rickover, d'après les plans d'un réacteur projeté par la marine pour un porte-avions. On escompte que cette réalisation coûtera entre 7 et 800 dollars par kilowatt, ce qui portera le prix de l'ensemble à 40 ou 50 millions de dollars. Une centrale thermique de charbon de même grandeur coûterait entre 9 et 15 millions de dollars.

On est donc loin de la rentabilité même si on prévoit que le combustible atomique consommé par cette centrale reviendra deux fois moins cher que le charbon. On estime que le coût de la centrale devrait être abaissé à 18 millions de dollars pour que l'opération soit rentable et qu'on puisse concurrencer le charbon. Or il n'est pas impossible qu'un jour ou l'autre les progrès techniques permettent d'atteindre ce chiffre, et ces progrès ne peuvent être faits qu'en construisant des centrales.

On a là un des mobiles qui ont poussé la commission à sortir des stériles et vagues discussions de rentabilité: seule la réalisation d'une centrale sur une grande échelle peut apporter quelque lumière sur ce problème trop controversé de la rentabilité.

En outre, si le coût devait être trop élevé pour les Etats-Unis, pays où l'énergie est bon marché, rien ne prouve qu'il le serait aussi pour des pays moins favorisés; s'il n'est pas de l'intérêt des industries américaines d'installer des réacteurs sur leur territoire, rien ne prouve qu'elles ne gagneraient pas à en établir ailleurs.

Pour cela, il faudrait évidemment que l'Atomic Energie Act de 1946, qui confère, en matière nucléaire, un monopole exclusif à la commission de l'énergie atomique, soit amendé; mais il semble que ce problème qui passionne les milieux industriels intéressés depuis longtemps doive trouver bientôt une solution qui permettra aux entreprises américaines de se lancer en toute liberté dans un domaine encore plein de promesses.

On peut donc entrevoir un avenir proche où l'énergie atomique industrielle sortira des laboratoires et du cerveau des techniciens et sera utilisée et vulgarisée, pour le bien de l'humanité: c'est l'avis du président Eisenhower qui, dans son projet de budget pour 1954-1955, a résumé ainsi le sentiment quasi-général des Américains:

« Il est indispensable, écrit-il, d'apporter un nouvel amendement à la loi sur l'énergie atomique afin que nous soyons à même d'utiliser au maximum le développement de notre énergie atomique pour la défense du monde libre. Je recommanderai des amendements qui permettront, en assurant toutes les garanties nécessaires, d'échanger plus largement des renseignements confidentiels avec nos alliés, dans le but de renforcer nos défenses militaires... et aussi de leur permettre de participer plus pleinement au développement de l'énergie atomique à des fins pacifiques ».

Conclusions: Les possibilités en matière d'énergie nucléaire sont encore assez imprécises et probablement assez lointaines; elles nécessitent, néanmoins, qu'on s'en préoccupe dès maintenant. C'est ce que font les Etats-Unis.

Quoi qu'il en soit, les Américains tiennent déjà compte des possibilités atomiques dans leurs prévisions à longue échéance (an 2000); mais l'énergie atomique ne sera qu'un appoint: il sera nécessaire de continuer à développer au maximum les autres formes d'énergie.

TROISIEME PARTIE

Utilisation des différentes formes d'énergie.

CHAPITRE I[er]

EVOLUTION DES DIFFERENTES FORMES D'ENERGIE PRIMAIRE

Nous avons retracé, dans la première partie de ce rapport, l'évolution de la production de chaque ressource naturelle. Avant d'examiner la part que chaque ressource naturelle a représenté dans la production d'énergie secondaire, et dans les principales utilisations, il parait intéressant de rappeler rapidement l'évolution comparée des différentes ressources naturelles et d'évoquer les problèmes généraux qui ont influencé le développement de leur utilisation.

§ 1er. — Evolution comparée des ressources naturelles.

Précisons tout d'abord, dans un tableau, l'évolution de chaque ressource en valeur calorifique calculée en British thermal Units (y compris les importations de pétrole) (1.000 B.t.U. équivalent à 252 grandes calories).

L'équivalence adoptée est la suivante:

Anthracite: 12.700 B.t.U. par livre.
Charbon bitumineux et lignite: 13.100 B.t.U. par livre.
Pétrole brut: 5.800.000 B.t.U. par baril (de 158,98 litres).
Gaz naturel: 1.075 B.t.U. par pied cubique = 28,316 litres),
Electricité (1): 15.240 B.t.U. par kWh.

Ressources annuelles en trillions de B T. U.

ANNÉES	ANTHRACITE de Pennsylvanie.	BITUMINEUX et lignite.	PÉTROLE BRUT Production nationale.	PÉTROLE BRUT Importation.	GAZ NATUREL commercialisé.	TOTAL des combustibles minéraux.	HYDRO-ÉLECTRICITÉ	TOTAL général.
1899	1.157	2.507	204	»	268	4.136	»	»
1900	1.457	5.563	369	»	254	7.143	250	7.893
1913	2.325	12.535	1.441	98	626	17.025	609	17.634
1920	2.276	14.899	2.569	616	858	21.218	738	21.954
1929	1.875	14.017	5.842	458	2.062	24.254	816	25.070
1940	1.308	12.072	7.849	247	2.660	24.336	880	25.216
1944	1.618	16.233	9.732	260	3.989	31.832	1.344	33.176
1947	1.453	16.522	10.771	576	4.926	34.248	1.426	35.674
1950	1.120	13.527	11.449	1.803	6.753	34.652	1.573	36.225
1952	1.031	12.231	13.294	2.041	8.605	37.202	1.581	38.783

Source: Bureau of Mines.

Il est également intéressant d'apprécier en pourcentage la part que chaque forme d'énergie représente dans l'ensemble des ressources (ce pourcentage a été calculé sur la base précédente, équivalence des formes d'énergie en B. T. U.).

Pourcentage de chaque forme d'énergie par rapport à l'ensemble.

ANNÉES	CHARBON	PETROLE (y compris les importations).	GAZ naturel commercialisé.	TOTAL pétrole et gaz naturel.	HYDRO-ÉLECTRICITE	TOTAL
1900	88,9	4,7	3,3	8,0	3,1	100
1913	84,2	8,8	3,5	12,3	3,5	100
1920	78,2	14,5	3,9	18,4	3,4	100
1929	63,4	25,1	8,2	33,3	3,3	100
1940	53,1	32,1	11,3	43,4	3,5	100
1944	73,8	30,1	12	42,1	4,1	100
1947	50,4	31,8	13,8	45,6	4,0	100
1950	40,5	36,6	18,6	55,2	4,3	100
1952	34,2	39,5	22,2	61,7	4,1	100

(1) La valeur calorifique d'un kWh est de 3.411 B.t.U., mais les statistiques du Bureau of Mines ont préféré adopter la valeur calorifique du combustible nécessaire actuellement à la production d'un kWh dans une centrale thermique moyenne aux Etats-Unis (rendement 22 p. 100).

On constate, d'après ces tableaux, l'importance que le pétrole et le gaz naturel ont prise dans l'économie des Etats-Unis.

Le charbon ne représente plus, en 1952, que 34,2 p. 100 de l'énergie totale contre 89 p. 100 en 1900.

En tonnage, sa production a doublé de 1900 à 1952, alors que la production totale d'énergie est quatre fois et demie plus importante.

Son principal concurrent est le pétrole, dont la production a crû sans cesse, quelles que fussent les circonstances économiques (accroissement de 3.300 p. 100 de 1900 à 1952), pour dépasser, en 1952, la production du charbon en valeur calorifique. Le gaz naturel équivaut alors aux deux tiers de la production du charbon.

Quant à l'hydroélectricité, sa production, en valeur absolue, devait suivre la loi du doublement en dix ans — sauf de 1920 à 1940 — sa part relative dans l'ensemble de l'énergie est restée sensiblement la même durant ce demi-siècle (4,1 p. 100 en 1952, contre 3,1 p. 100 en 1900).

Nous allons essayer de répondre, dans un second paragraphe, à la question posée dès le début de ce rapport: comment expliquer une telle concurrence ?

La première phase a vu le pétrole détrôner le charbon; la seconde phase devrait nous conduire au surclassement du pétrole par le gaz naturel. Nous examinerons, à la fin de ce rapport, l'évolution de la deuxième phase et les perspectives d'avenir.

§ 2. — Evolution comparée des prix des différentes formes d'énergie primaire.

L'énorme accroissement de la part des combustibles liquides et gazeux, ainsi que de l'électricité hydraulique dans la production totale d'énergie aux Etats-Unis est dû à un certain nombre de raisons, les unes générales, les autres particulières à ce pays.

Il est à noter, au préalable, que l'on peut, en ce qui concerne les Etats-Unis, étudier indifféremment l'évolution de la production d'énergie et celle de la consommation, car l'abondance des ressources dans chaque secteur est telle que l'offre correspond à la demande. L'équilibre est presque parfait. Si les Etats-Unis importent 8 à 9 p. 100 de leur consommation de pétrole, ils exportent 10 p. 100 de leur production de charbon.

Il existe deux raisons essentielles, non particulières aux Etats-Unis, de l'évolution indiquée dans le paragraphe précédent. Ce sont:

1° Le développement considérable de la circulation automobile (qui représente 36 p. 100 de la consommation de produits pétroliers);

2° La commodité d'utilisation des produits pétroliers, et surtout du gaz et de l'électricité, qui les font préférer au charbon dans de nombreux cas, en particulier dans les usages domestiques et artisanaux.

Ces deux remarques générales étant faites, il est évident que le motif déterminant du choix des différentes formes d'énergie consommée est leur coût à la consommation, compte tenu du rendement d'utilisation. Or, les prix de vente sont eux-mêmes fonction des prix de production et des frais de transport. Le coût de la distribution est, en effet, un élément fondamental aux Etats-Unis du fait de l'étendue considérable du territoire et, dans une moindre mesure, du coût élevé de la main-d'œuvre.

Le tableau ci-après donne les prix de production des principales formes d'énergie. Le problème du transport sera examiné au paragraphe suivant.

Il est évidemment nécessaire de tenir compte, à propos de chaque utilisation, des facteurs techniques propres, tels que le rendement qu'il est impossible de comprendre dans ce tableau.

Prix moyens à la production de chaque ressource.

Valeur en cent par million de B. T. U.

ANNÉES	BITUMINEUX	ANTHRACITE	PÉTROLE brut (1).	GAZ NATUREL
1935-1939 ...	7,1	15,4	18,4	4,8
1940	7,3	15,7	17,6	4,2
1944	11,1	21,9	20,9	4,7
1947	15,9	28,4	33,3	5,6
1950	18,5	35,0	43,3	6,0
1951	18,6	37,4	43,4	6,0

(1) Il est à noter que, à l'opposé des autres produits, le pétrole brut ne parvient à la consommation que sous la forme de produits raffinés; or, tandis que le prix du brut augmentait de 24 p. 100 entre 1925 et 1950, celui des produits raffinés diminuait de 16 p. 100. Le prix du fuel résiduel (mazout) est même très inférieur à celui du pétrole brut puisqu'il coûte, à la production, 0,9 $ par baril (pétrole: 2,57 $).

§ 3. — Coût du transport de chaque forme d'énergie.

Le transport du charbon est effectué pour 80 p. 100 par les chemins de fer sur une distance moyenne de 520 kilomètres.

Depuis 1947, le prix du fret par chemin de fer a augmenté dans une proportion importante de l'ordre de 70 p. 100. Il est actuellement de 0,74 à 0,86 $ par tonne aux 100 kilomètres, soit 4,25 $ environ, sur une distance moyenne de 520 kilomètres.

Par exemple, la Detroit Edison Cy a payé en 1952 le transport de son charbon des mines de l'Ohio, de la Virginie et du Kentucky à 3,67 $ en moyenne par tonne. On voit donc que le prix du transport par fer double approximativement le prix du charbon à la production.

Le transport du charbon par canaux est de l'ordre de 5 p. 100 du total. Son prix est modique: 0,155 à 0,186 $ par tonne aux 100 kilomètres.

Enfin, les camions assurent une part croissante du transport qui a progressé de 6,8 p. 100 en 1935 à 11,3 p. 100 en 1952.

Le transport du pétrole se fait essentiellement par tankers et par pipe-line. Il coûte, par baril, 0,9 à 1,2 cent aux 100 kilomètres dans le premier cas, et de 1,5 à 2,1 cents dans le second. La distance moyenne de transport du pétrole, comme du gaz naturel, par pipe-line aux Etats-Unis est de l'ordre de 1.500 kilomètres.

Le gaz naturel est le seul combustible qui supporte de longs transports en raison de son faible prix de revient. Ce transport est effectué par pipe-line sur des distances atteignant facilement 2.000, 2.500 kilomètres et même plus, jusqu'à 3.000 kilomètres. Cette distance est celle du pipe-line reliant les champs de gaz situés près de la frontière du Mexique à Boston, qui a été construit par la Tennessee Gas Transmission Co. Notre mission a eu, d'ailleurs l'occasion de visiter la station de compression installée à Cleveland (Texas) par cette société, qui dispose du plus long réseau de transport de gaz naturel des U. S. A. C'est ainsi que le gaz naturel utilisé dans la région Nord-Est des Etats-Unis provient pour la plus grande part des champs de gaz naturel du Texas et de la Louisiane.

Le coût du transport du gaz naturel par pipe-line est de 22 à 33 cents les 1.000 mètres cubes aux 100 kilomètres.

En ce qui concerne le transport d'électricité, nous verrons que cette question rejoint, dans une large mesure, le problème de l'implantation des centrales thermiques. Les avis sont actuellement partagés aux Etats-Unis sur le point de savoir s'il est plus économique de transporter les combustibles et notamment le charbon ou bien l'électricité. Le prix du transport du courant par ligne à haute tension est en effet de 0,4 cent par kWh aux 100 kilomètres en moyenne.

On peut comparer plus précisément ces divers coûts en les rapportant à une unité commune, le B. T. U. (1).

FORME D'ÉNERGIE	MOYEN de transport.	COUT par 6.000.000 de B. T. U. et par 100 kms en cents (*).
Pétrole	Tanker.	De 0,9 à 1,2
Pétrole	Pipe-line.	De 1,5 à 2,1
Gaz naturel........	Pipe-line.	De 3,5 à 5,3
Electricité	Haute tension.	De 65,5 à 76,4
Houille	Chemin de fer.	De 17,1 à 19,9
Houille	Péniche.	De 3,5 à 4,2

(*) 6.000.000 de B. T. U. représentent le pouvoir calorifique d'un baril de pétrole.

On voit donc que le transport de l'électricité coûte environ quatre fois plus cher que celui du charbon, pour une quantité égale de calories. Mais si l'on tient compte du fait que le rendement moyen d'une bonne centrale thermique est d'environ 25 p. 100, on voit que les coûts de transport de l'énergie *utile* sont comparables.

CHAPITRE II

L'ELECTRICITE THERMIQUE

§ 1er. — Généralités.

Comme nous avons pu le constater plus haut, l'électricité produite aux Etats-Unis est aux trois quarts d'origine thermique. Cette production s'est naturellement développée dans la partie Est des Etats-Unis, qui comprend les régions industrielles et les grands centres urbains, et dont les ressources en combustibles sont beaucoup plus importantes qu'en hydraulique.

(1) 1.000 B. T. U. = 252 grandes calories.

En 1946, par exemple, la région Centre Nord-Est a fourni 32,4 p. 100 et celle de l'Atlantique moyen 25,9 p. 100 de la production thermique des Etats-Unis, donc 58 p. 100 de la production thermique ont été fournis par les huit Etats correspondants.

La production des centrales à diesel a toujours été très faible, de l'ordre de 1 p. 100 de la production totale, depuis une vingtaine d'années. En 1945, le Centre Nord-Ouest en a fourni 38,5 p. 100 et le Centre Sud-Ouest 22 p. 100: donc 60 p. 100 de la production diesel ont été fournis par les onze Etats correspondants.

Une autre remarque s'impose: la production thermique a toujours été assurée presque exclusivement par l'industrie privée (96 p. 100 en 1920 et 92,5 p. 100 en 1952). Le reste de la production provient des agences fédérales.

L'industrie privée, qui assurait 75 p. 100 de la production diesel en 1920, n'en assure plus que 20 p. 100 en 1952. Les agences fédérales y participent pour 70 p. 100 et les coopératives pour 10 p. 100.

§ 2. — Production.

La production thermique représentait 23.489 millions de kWh en 1920, soit 59,6 p. 100 de la production totale. Elle atteignait 290.214 millions de kWh en 1952, soit 72 p. 100 de la production totale.

La production diesel, qui représentait 156 millions de kWh en 1920, atteignait 3.711 millions de kWh en 1952.

ANNÉES	CAPACITÉ installée en thermique (en milliers de kWh).	PRODUCTION THERMIQUE	
		En milliards de kWh.	En pourcentage de la production totale
1920	8.920	23,49	59,6
1930	23.386	59,29	65,1
1940	27.775	93,00	65,6
1944	33.541	152,33	66,8
1947	36.034	174,50	68,2
1950	49.333	229,54	69,8
1952	59.582	290,21	72,7

§ 3. — Caractéristiques des centrales thermiques.

Des progrès ont constamment marqué la construction des centrales thermiques en vue de réduire la consommation des combustibles par kWh produit.

Les caractéristiques des centrales à vapeur, construites en 1925, étaient les suivantes:

Puissance: 10.000 à 40.000 kWh.
Température: 750° Fahrenheit.
Pression: 365 livres par inch².
Consommation par kWh: 16.000 B. T. U.
Rendement: 21 p. 100.

On pourra apprécier les progrès réalisés en rappelant les caractéristiques des dernières centrales à vapeur construites, que nous avons pu visiter à la « Public Service Electric et Gaz C° » installée à Newack (N. J.):

Puissance: 100.000 à 250.000 kWh.
Température: 1.050° à 1.100° Fahrenheit.
Pression: 2.350 livres par inch².
Consommation par kWh: 9.200 B. T. U.
Rendement: 37 p. 100.

Comme les dirigeants de l'industrie électrique nous l'ont expliqué, les constructeurs s'orientent vers des unités de plus en plus importantes. Cette tendance explique le faible développement des centrales diesel qui offrent un avantage marqué pour les petites installations. Ce sont les mêmes raisons qui limitent le développement de la turbine à gaz aux Etats-Unis.

D'autre part, les industriels choisissent généralement des centrales pouvant fonctionner indifféremment avec plusieurs combustibles, afin de pouvoir les mettre en concurrence.

Dans les installations modernes à haute pression, le prix du combustible détermine en effet le choix des combustibles.

Pour le proche avenir, ainsi que cela nous a été précisé lors de notre visite de la « Westhinghouse Electric International C° » (Pittsburgh), les constructeurs prévoient la construction de centrales de 250.000 kWh, constituées de deux corps fonctionnant simultanément:

Température: 1.150° Fahrenheit.
Pression: 2.700 livres par inch².
Consommation par kWh: 7.600 B. T. U.

On ne saurait mieux apprécier ces progrès techniques qu'en rappelant l'évolution de la consommation moyenne de charbon par kWh aux Etats-Unis:

Année.	Consommation en kg de charbon par kWh.
1919	1,44
1925	0,9
1935	0,65
1943	0,59
1952	0,50

Il est à signaler que l'on s'oriente, chaque fois que le climat le permet, vers la construction de centrales en partie ou en totalité à ciel ouvert. La mission a pu voir à Houston une centrale alimentée au gaz naturel entièrement à ciel ouvert, construite par la « Houston Lighting and Power C° », mais il s'agit d'une région où les chutes de neige ne se produisent en moyenne qu'une fois tous les quinze ans.

§ 4. — Prix de revient de l'électricité thermique.

Le prix du combustible représente 75 p. 100 du prix de revient du kWh, qui est, en moyenne, de 0,6 cent, soit 2,10 francs.

D'ailleurs, pour concurrencer l'électricité d'origine hydraulique, les compagnies cherchent à réduire le prix du combustible en utilisant les charbons les plus mauvais, contenant jusqu'à 30 p. 100 de cendres.

On doit constater que la diminution de consommation des centrales thermiques a compensé l'augmentation du prix des combustibles, entre 1919 et 1952 (exception faite pour les années 1930, où le charbon était à un prix dérisoire). Ainsi le progrès technique semble être la principale raison de la baisse du prix de l'électricité.

Si la consommation de fuel par les centrales thermiques est restée sensiblement la même en pourcentage, depuis 1920, la part du gaz naturel parmi les combustibles utilisés a augmenté sans cesse, passant de 3,4 p. 100 en 1920 à 20,8 p. 100 en 1951, au détriment surtout du fuel jusqu'en 1945, puis ensuite du charbon.

Consommation des divers combustibles par les centrales thermiques en millions de tonnes courtes d'équivalent charbon (1) et en pourcentage.

ANNÉES	CHARBON bitumineux et anthracite.		FUEL	
	Millions t.	p. 100	Millions t.	p. 100
Moyenne 1920-1924..	30,720	86,9	3,417	9,7
Moyenne 1930-1934..	32,829	81,9	2,265	5,7
Moyenne 1940-1944..	67,469	81,5	4,640	4,6
Moyenne 1945-1949..	83,896	75,1	10,810	9,7
1950	91,766	66,7	19,339	14,1
1951	105,569	68,6	16,295	10,6

ANNÉES	GAZ NATUREL		TOTAL	
	Millions t.	p. 100	Millions t.	p. 100
Moyenne 1920-1924..	1,217	3,4	35,354	100
Moyenne 1930-1934..	4,972	12,4	40,066	100
Moyenne 1940-1944.	10,693	12,9	82,802	100
Moyenne 1945-1949..	17,025	15,2	111,731	100
1950	26,315	19,2	137,420	100
1951	31,929	20,8	153,793	100

(1) L'équivalence adoptée est la suivante: 3,9 barils de fuel oil, 23.900 pieds cubiques de gaz naturel et 103 tonnes d'anthracite pour 1 tonne courte de charbon bitumineux (= 907 kg).

Source: *Bituminous coal annual* 1952.

Le coût moyen du combustible utilisé dans les centrales thermiques et à combustion interne était en 1951 de 0,34 cent (1,20 franc) par kWh produit; ce coût diminue constamment, comme le montre l'évolution des quatre années 1948-1951:

1948	0,42 cent par kWh.
1949	0,38 —
1950	0,35 —
1951	0,34 —

Il est à noter que ce coût varie considérablement d'une région à l'autre des Etats-Unis. D'un minimum de 0,11 cent/kWh dans le Texas, la Louisiane et l'Arkansas, il s'élève à un maximum de 2,33 cent/kWh dans le Nevada. Il est de 0,46 dans l'Etat de New-York, de 0,34 en Pennsylvanie, 0,38 dans le Michigan et 0,31 en Californie.

Ces différences sont dues, dans une certaine mesure, aux rendements moyens des appareils utilisés dans les divers Etats (qui varient du simple au double), mais également et surtout au prix des combustibles dans ces différentes régions.

Le charbon consommé, par exemple, coûte, à la tonne:

15,4 dollars dans le Vermont,
9,7 dollars dans l'Etat de New-York,
8,7 dollars au Texas,
8,5 dollars dans le Michigan,
6,4 dollars en Pennsylvanie,
3,4 dollars dans le Wyoming,
et 7,1 dollars en moyenne aux Etats-Unis,

tandis que le pétrole et le fuel consommés coûtent en moyenne, par baril:

6,2 dollars dans le Nevada,
4,4 dollars dans le Michigan,
2,8 dollars dans le Texas,
2,3 dollars en Pennsylvanie et à New-York,
1,0 dollar dans l'Oklahona,
et 2,1 dollars en moyenne aux Etats-Unis.

Le gaz consommé coûte, par pied cube:

0,28 dollar à New-York et en Pennsylvanie,
0,19 dollar dans l'Illinois,
0,08 dollar dans le Texas, l'Arkansas et la Louisiane,
et 0,135 dollar en moyenne aux Etats-Unis.

Le faible prix du gaz dans le Texas et la Louisiane explique le faible coût de l'énergie consommée par leurs centrales thermiques.

§ 5. — Transport de l'électricité ou des combustibles.

Devant l'augmentation sans cesse croissante du prix du transport par fer, les industriels se demandent s'il vaut mieux transporter les combustibles ou l'électricité. Pour l'instant, il semble que la grande majorité des industriels ait opté pour le transport du charbon. De plus, l'installation des centrales thermiques près du lieu de consommation permet de trouver facilement l'eau nécessaire à leur refroidissement, alors que cette condition est plus difficilement réalisée si la centrale est construite près de la mine.

Certains estiment, au contraire, que le transport de l'électricité deviendra de plus en plus économique et que l'interconnexion très développée des différents réseaux y contribuera. Ils pensent que l'on va s'orienter vers le transport d'électricité sur 330.000 à 360.000 volts. Des lignes de transport à 500.000 volts sont même à l'étude. L'économie réalisée par de telles lignes serait appréciable. En effet, une ligne à 500.000 volts permettrait, en un an, un transport d'énergie électrique équivalent au transport de 1.620.000 tonnes de charbon, tandis qu'une ligne de 230.000 volts n'équivaut qu'au transport de 340.000 tonnes de charbon (soit cinq fois moins), pour un coût d'installation seulement deux fois plus faible. Le coût d'installation de la ligne à 500.000 volts serait de 94.000 dollars — 33 millions de francs — par kilomètre; celui de la ligne à 230.000 volts de 46.000 dollars — 16 millions de francs — par kilomètre.

Il est certain que, dans certaines régions, le transport du charbon est plus cher que le transport d'électricité à haute tension. C'est ainsi que le transport d'un kWh de l'Utah à Los Angeles (1.000 km) coûte environ 0,186 cent, tandis que celui de la même quantité d'énergie utile sous forme de charbon coûte 0,219 cent.

Les techniciens du Bureau of Reclamation estiment que la construction d'un réseau de lignes à 500.000 volts traversant l'ensemble des Etats-Unis sera nécessaire en 1975 pour répondre aux besoins croissants d'énergie de l'Ouest du pays. Ce système serait centré sur le bassin houiller du centre des Etats-Unis, qui a les plus grandes réserves et produit le combustible le meilleur marché,

§ 6. — Consommation totale d'électricité et prix de vente.

La consommation d'électricité s'est développée par suite, d'une part, d'un accroissement constant de la consommation individuelle et, d'autre part, du développement humain et industriel des Etats-Unis.

L'évolution de la consommation d'électricité, par grands secteurs, a été la suivante (en milliards de kWh):

ANNÉES	USAGES domestiques.	AGRICULTURE	COMMERCE et industrie.	ÉCLAIRAGE public.	CHEMINS de fer et tramways.	AUTRES	TOTAL
1926	6,6	0,6	41,5	1,6	5,4	»	56,1
1931	11,7	1,5	50,5	2,3	5,2	»	71,9
1936	15,7	1,5	64,3	2,2	5,5	»	90,0
1941	25,1	2,4	100,7	2,1	6,1	3,7	140,1
1946	38,6	4,4	131,9	2,3	7,1	6,4	190,8
1951	77,0	8,5	215,1	3,3	5,8	8,5	318,2
1952	86,8	8,5	229,4	3,5	5,4	8,9	342,5

Le fait le plus marquant est l'augmentation de la consommation domestique, qui est treize fois plus élevée en 1952 qu'en 1926. On constatera, par ailleurs, que la consommation des transports, au contraire, est restée stable pendant ces vingt-six années.

Dans l'ensemble, on voit qu'entre 1941 et 1951, la consommation totale a augmenté de 127 p. 100, taux supérieur à celui admis par la loi de doublement en dix ans.

Il est à noter qu'à ces chiffres de consommation doivent s'ajouter les quantités d'énergie non vendues, les pertes, et la production privée, puis déduire les importations pour retrouver le chiffre de la production intérieure totale.

Exemple pour 1952:

Ventes totales aux consommateurs:......	342.524 millions de kWh.
Quantités non vendues.......................	10.431 —
Pertes	47.727 —
Soit	400.682 millions de kWh,
d'où il faut déduire.................... importés	1.758 millions de kWh
pour retrouver la production brute des « Publics Utilities »...........	398.924 millions de kWh.
Si l'on ajoute à cette production celle des auto-producteurs (industrie, mines, chemins de fer, etc.)........................	63.665 —
on retrouve le total de la production brute d'électricité aux Etats-Unis en 1952.	462.589 millions de kWh.

Cependant, les prix de vente baissaient régulièrement (34 p. 100 sur le prix moyen de vente) et surtout pour les usages domestiques (— 50 p. 100) (par rapport au coût de la vie, la baisse est de 56 p. 100 sur le prix moyen de vente entre 1929 et 1952) ainsi qu'en témoigne le tableau suivant (en cents par kWh):

ANNÉES	USAGES domestiques.	COMMERCE et industrie.		ÉCLAIRAGE public.	CHEMINS de fer et tramways.	PRIX moyen.
		Lumière.	Force.			
1926.....	7,0	4,51	1,49	4,28	0,77	2,71
1936.....	4,67	3,60	1,19	3,64	0,85	2,27
1946.....	3,22	2,80	0,98	3,41	0,84	1,81
1951.....	2,81	2,55	1,00	3,08	0,99	1,78
1952.....	2,77	2,55	1,01	3,06	1,01	1,79

Ce tableau fait, en outre ressortir le bas prix de vente du courant force aux industriels: 1 cent, c'est-à-dire 3,50 F le kWh. Mais on constate également que l'effort considérable fait par les sociétés de production et de distribution pour baisser les prix de vente aux particuliers a amené ces prix presque au niveau de ceux qu'ils font aux industriels pour le courant lumière.

CHAPITRE III

LES CHEMINS DE FER

§ 1er. — Généralités.

Les Etats-Unis ont fait un effort important pour remplacer la traction à vapeur par la traction diesel électrique. Les locomotives diesel électriques permettent d'une part de réaliser d'importantes économies (combustible, dépôts, main-d'œuvre) et, d'autre part, d'obtenir une plus grande facilité d'emploi et un haut degré de disponibilité.

La politique adoptée par les Etats-Unis pour l'organisation de leurs chemins de fer nous a été exposée d'une façon très complète par M. May, vice-président de l'Association of American Railroads.

Les locomotives diesel électriques peuvent en effet assurer des services directs sur de longs parcours. Les changements de locomotives devenant ainsi moins fréquents, ces locomotives peuvent assurer quotidiennement un kilométrage important et remplacer un nombre beaucoup plus élevé de locomotives à vapeur. Elles disposent d'une plus grande puissance de traction. De plus, elles peuvent être réparées plus rapidement en raison du développement très poussé de l'interchangeabilité des petites pièces.

Le coût des locomotives-marchandises est de l'ordre de 100 à 110 dollars par CV.

La puissance d'une unité est en moyenne de 1.500 CV, allant parfois jusqu'à 2.250 CV. Mais la commande électrique permet d'accoupler plusieurs unités, lorsqu'il est nécessaire de constituer des locomotives puissantes.

Les machines-voyageurs ont un prix plus élevé de l'ordre de 15 à 20 dollars par CV parce qu'elles atteignent des vitesses plus grandes (160 km-heure). En général, les locomotives-voyageurs sont constituées de deux unités de 2.250 CV.

Certaines compagnies utilisent actuellement des locomotives à turbine à vapeur brûlant du fuel ou du charbon.

L'électrification est très peu développée aux Etats-Unis. Son coût semble devoir être de 20 p. 100 supérieur à celui du diesel-électrique. Elle a été utilisée dans certains Etats parce leur législation interdisait l'emploi de la vapeur. Certains techniciens estiment que si ces Etats avaient dû installer plus tard leur réseau, ils auraient certainement employé des locomotives diesel électriques.

Néanmoins, d'autres techniciens pensent que l'électrification sera très intéressante dans 25 ans aux Etats-Unis, en raison du renchérissement prévisible du prix du gas oil qui sera de l'ordre de 25 p. 100.

Les avis sont ainsi très partagés sur l'avenir des chemins de fer. Pour d'autres, enfin, c'est l'énergie nucléaire qui viendra relayer le diesel.

L'état des expériences relatives aux applications industrielles de l'énergie nucléaire ne permet pas, pour l'instant, de se prononcer sur une telle hypothèse, encore qu'il nous ait été indiqué que l'utilisation de l'énergie nucléaire ne saurait se réaliser sous forme de génératrice mobile, mais de génératrice fixe fournissant du courant électrique.

§ 2. — Evolution de la consommation des combustibles.

On ne saurait mieux apprécier le développement du diesel qu'en rappelant la consommation des différents combustibles en millions de tonnes courtes d'équivalent charbon et en pourcentage.

ANNÉES	CHARBON		FUEL OIL		GAS OIL		ÉLECTRICITÉ		TOTAL	TRAFIC voyageurs-km.	TRAFIC tonnes-km.
	Millions de tonnes.	P. 100.	Millions de tonnes.	P. 100.	Millions de tonnes.	P. 100.	Millions de tonnes.	P. 100.		(En millions.)	
1936......	80,423	81,3	16,247	16,4	0,277	0,3	2,029	2	98,976	36.146	498.117
1939......	75,157	78	16,533	17,2	1.650	1,7	2,967	3,1	96,307	36.553	489.639
1944......	123,637	70,5	34,391	19,6	12.563	7,2	4,673	2,7	175,264	153.955	1.081.237
1948......	87,838	53,3	26,407	16	45,690	27,8	4,731	2,9	164,666	66.344	935.996
1949......	61,958	42,9	19,234	13,3	58,809	40,8	4,288	3	144,289	56.541	772.489
1950......	54,800	36,8	16,615	11,2	73,280	49,2	4,213	2,8	148,908	51.461	863.648
1951......	47,574	30,6	14,848	9,6	88,874	57,1	4,217	2,7	155,540	55.708	944.020

Sources: Interstate Commerce Commission, O. N. U.

Le développement de la traction-diesel s'explique malgré le prix du gas oil qui est relativement plus élevé que celui du charbon par unité calorifique, grâce à son rendement thermique (1).

Ce développement s'explique aussi par les facilités de financement de « l'equipment-trust » plus aisément applicable à un système mobile de la traction qu'à un système comme l'électrification où les dépenses d'installations fixes représentent une part notable des dépenses à réaliser.

ANNÉES	PAR PASSAGER TRAINCAR-MILE (en cents).				ANNÉES	PAR 1.000 TONNES LONGUES-MILES (en cents).			
	Charbon.	Fuel-oil.	Gas-oil.	Electricité.		Charbon.	Fuel-oil.	Gas-oil.	Electricité.
1936	1,92	2,34	0,83	3,15	1936	14,16	17,91	»	31,76
1939	2,02	2,20	1,16	2,82	1939	14,32	16,85	»	23,12
1944	2,81	2,48	1,50	2,83	1944	19,81	21,54	9,46	23,44
1948	5,22	5,85	2,96	3,68	1948	31,74	45,14	16,80	29,76
1949	5,28	4,21	2,63	3,83	1949	31,60	33,49	15,07	30,01
1950	5,38	4,02	2,77	3,79	1950	31,62	32,88	15,00	29,58
1951	5,50	4,86	2,95	3,79	1951	31,21	38,65	16.17	28,73

Source: Interstate Commerce Commission.

CHAPITRE IV

Les usages domestiques et commerciaux.

Ces usages comprennent, d'une part, le chauffage, le conditionnement d'air et l'éclairage des habitations et locaux commerciaux et, d'autre part, l'utilisation de tous les appareils domestiques: cuisinières, aspirateurs, frigidaires, machines à laver, radios, télévisions, etc.

Les statistiques ne permettent pas de faire une ventilation précise des combustibles utilisés et de l'électricité pour les différents usages.

Dans le chauffage, on a pu estimer, par approximation, que, jusqu'en 1945, le charbon était le combustible de base (de 65 à 70 pour 100). Les combustibles liquides participèrent pour 20 à 23 p. 100 et le gaz naturel pour 11 à 12 p. 100. Par la suite on constate un recul continu du charbon (environ 45 p. 100 en 1951) et un développement important des combustibles liquides et surtout du gaz naturel.

(1) Comparaison du coût de la traction selon la nature du combustible utilisé.

Les dirigeants de la « Washington Gas Light C° » nous ont précisé, par exemple, que la moitié des maisons de Washington sont chauffées au gaz et que 98 p. 100 des nouvelles installations de chauffage fonctionnent au gaz. Les dirigeants de la « Michigan Consolidated Gas C° » estiment qu'à Detroit les usages domestiques absorbent 75 à 85 p. 100 du gaz distribué.

Le gaz naturel connaît une faveur telle que la demande est très supérieure aux possibilités actuelles de distribution. Aussi les compagnies de transport et de distribution de gaz naturel construisent de nouveaux pipe-lines et développent leurs installations.

Ce développement s'explique par le bas prix du gaz naturel qui est vendu, en moyenne, 65 cts les 1.000 pieds cubiques en 1951, soit environ 8 F le mètre cube.

Par contre, le prix du charbon, au détail, est de 18,60 dollars (soit 6.510 F) la tonne métrique en 1951 (moyenne U. S. A.). Le prix moyen de l'électricité, destinée aux usages domestiques est de 9,85 F le kWh pour cette même année.

Le chauffage urbain, dont la conception est pourtant ancienne aux Etats-Unis, n'a pas pris une grande place. Il ne se développe d'ailleurs pour le chauffage des gros buildings que dans la mesure où la fourniture de gaz naturel est insuffisante.

Consommation des combustibles et de l'électricité pour les usages domestiques et commerciaux.

(En pourcentage.)

ANNÉES	COMBUSTIBLES minéraux solides.	ÉLECTRICITÉ thermique.	COMBUSTIBLES liquides, gaz naturel, électricité hydraulique.	TOTAL
Moyenne 1935-1939.	62,3	6,0	31,7	100
Moyenne 1940-1944.	58,6	7,2	34,2	100
1945	56,9	7,3	35,8	100
1949	37,8	9,6	52,6	100
1950	34,3	9,5	56,2	100
1951	29,5	10,2	60,3	100

Source: Bituminous Coal Annual 1952.

QUATRIEME PARTIE

Investissements et avenir des ressources énergétiques.

CHAPITRE Ier

LES INVESTISSEMENTS

§ 1er. — Le charbon.

Les dépenses totales pour les recherches techniques se montent à 23 millions de dollars par an, financées pour les deux tiers par des industries privées et pour un tiers par le Bureau of Mines. Les sociétés charbonnières sont, pour la plupart, de trop faible importance, prises séparément, pour financer des travaux de recherche. Aussi contribuent-elles financièrement aux travaux effectués par des instituts ou des laboratoires spécialisés pour améliorer les diverses techniques, comme le Bituminous Coal Institute, où nous avons été reçus.

La diminution constante de la consommation du charbon interdit à l'industrie minière la recherche ou la mise en exploitation de nouveaux gisements. Les investissements sont donc exclusivement réservés à l'amélioration des techniques de production, de préparation, de transport et d'utilisation.

§ 2. — Le pétrole.

Le volume des capitaux engagés chaque année pour la recherche du pétrole est de l'ordre de 400 millions à 500 millions de dollars.

Les travaux de forage coûtent annuellement de 1,5 à 2 milliards de dollars. Ces dépenses permettent de réaliser 44.000 forages avec 4.400 derricks. Nous avons vu que les recherches et les forages, pendant la période 1946-1951, avaient permis de découvrir chaque année en moyenne plus de 3 milliards de barils de pétrole, soit plus de 400 millions de tonnes. En 1951, les découvertes furent de 4,4 milliards de barils, soit plus de 600 millions de tonnes.

Rappelons également que le coût des découvertes s'établit, pour la période 1947-1950, à 4,2 dollars de moyenne par tonne, et que les dépenses par tonne produite s'élèvent en moyenne à 7 dollars par tonne.

§ 3. — Le gaz naturel.

Il est pratiquement impossible de distinguer les investissements dans la recherche et la production de gaz de ceux imputés à la recherche et à la production du pétrole. Le coût des recherches et des forages est évidemment le même et on a pu voir que, pour chaque tonne de pétrole découverte, 900 mètres cubes de gaz naturel étaient également découverts et que cette quantité s'élèverait à 1.200 mètres cubes environ dans quelques années.

Les investissements particuliers au gaz naturel sont donc surtout affectés au transport et à la distribution.

L'ensemble des réseaux de transport a une longueur de 133.000 km.

Le coût total d'un pipe-line de 75 cm de diamètre est de 75.000 dollars le kilomètre environ. Ce prix représente pour 85 p. 100 les installations industrielles et pour 15 p. 100 les frais généraux et droits de passage.

On doit souligner que la Federal Power Commission n'autorise la construction d'un pipe-line qu'à la condition que les réserves de gaz soient suffisantes pour une période de vingt ans afin de permettre l'amortissement des installations.

§ 4. — L'électricité.

Si le prix de l'électricité d'origine hydraulique est inférieur à celui de l'électricité thermique, le coût d'installation des centrales hydrauliques est nettement plus élevé.

En effet, actuellement, le coût des centrales thermiques varie entre 100 et 300 $ par kW installé selon l'importance des centrales, le combustible employé et la nature des installations. C'est ainsi qu'une petite centrale de 5.000 kW coûtera 300 dollars par kW, tandis qu'une centrale de 145.000 kW ne coûtera que 150 dollars par kW.

Par ailleurs, on peut obtenir une réduction de l'ordre de 10 à 20 dollars par kW si la centrale est entièrement à ciel ouvert, à condition bien entendu que le climat le permette.

L'emploi du gaz naturel permet, par rapport au fuel, de réaliser une économie de 15 à 25 dollars en raison de l'allégement des installations, et notamment de la suppression du stockage.

C'est ainsi qu'au Texas, une centrale de 100.000 kW, à ciel ouvert et fonctionnant au gaz, ne coûte plus que 100 dollars par kW.

Le prix moyen de l'équipement hydraulique de la Tennessee Valley a été de 270 dollars par kW.

Dans le bassin de Columbia, les barrages de Grand-Coulée et de Bonneville opèrent avec un système d'interconnexion. Le coût moyen de construction de Grand-Coulée a été de 219 dollars le kW. Le dernier barrage construit dans ce bassin, celui de Mac Nary, a coûté environ 285 millions de dollars d'investissement total pour une puissance de 1 million de kW et une production de 6 milliards de kWh. Le kW installé revient donc à 285 dollars.

Le coût des installations hydrauliques réalisées par l'industrie privée, il y a vingt ans, variait entre 125 et 175 dollars par kW. Pour leurs nouveaux projets, les compagnies privées acceptent un coût de 200 à 300 dollars par kW (soit 135 à 200 p. 100 du prix de l'équipement thermique).

Pour l'équipement en cours des chutes du Niagara, le coût estimé est de 400 dollars par kilowatt.

Les investissements effectués au cours des cinq dernières années pour travaux neufs (centrales, transport et distribution) s'élèvent à:

Industries privées: 2,5 milliards de dollars par an.

Entreprises publiques: 0,5 milliard de dollars par an.

On estime que les dépenses pour 1953 seront également de 3 milliards de dollars et qu'elles seront de 3.200 millions en 1954.

En temps normal, les dépenses se répartissent ainsi en pourcentage:

Construction des centrales: 36 p. 100.
Lignes de transport: 13 p. 100.
Distribution: 50 p. 100.
Bâtiments administratifs: 2 p. 100.

Actuellement, on envisage de porter à 40 p. 100 la part de la construction. Aussi, les années suivantes verront-elles sans doute augmenter la part des investissements destinés à la distribution.

Voici les prévisions actuelles d'accroissement de l'électricité de 1953 à 1956 et leur répartition entre les constructeurs:

	Nombre d'unités.	Capacité en kW.
Thermique	395	37.128.440
Hydraulique	160	5.335.483
Total..............................	555	42.463.932
Industrie privée	330	30.585.309
Agences publiques:		
Fédérales	135	9.427.945
Non fédérales..............................	90	2.450.675

§ 5. — Origine et coût des investissements.

Les investissements effectués par le secteur privé proviennent en général pour moitié d'emprunts obligataires, l'autre moitié étant fournie par des augmentations de capital sous forme d'émission d'actions ou par autofinancement.

Le taux d'intérêt des obligations est assez faible: 2,5 à 4,5 p. 100, avec un délai de remboursement de quinze à vingt-cinq ans.

CHAPITRE II

AVENIR DES RESSOURCES ENERGETIQUES

La commission Paley a estimé que la consommation du charbon pourra atteindre plus de 720 millions de tonnes en 1975 (60 p. 100 de plus qu'en 1950). La diminution de consommation du charbon dans les secteurs domestiques et des transports par fer sera, sans doute, largement compensée par le développement de la consommation des centrales thermiques (prévisions d'une consommation de 300 millions de tonnes en 1975) et par son utilisation pour les fabrications de carburants synthétiques, de gaz et de produits chimiques.

Un regain de faveur pourrait, en outre, être dû à deux causes: soit une diminution de son prix par de nouvelles méthodes d'extraction et de transport, soit une augmentation du prix des autres formes d'énergie qui, en tout état de cause, se produira un jour. Il est vraisemblable que, dans quelques dizaines d'années, le charbon, à partir duquel on peut obtenir du gaz, des carburants et de l'électricité, reprendra une place primordiale sur le marché de l'énergie. C'est notamment l'avis que nous avons recueilli au bureau des mines.

On estime qu'en 1975 la consommation de pétrole brut doublera aux Etats-Unis. S'il est difficile d'apprécier les réserves réelles, nombreux sont ceux qui estiment que la production nationale ne saurait suffire. Il est également certain que les recherches et l'exploitation, qui sont de moins en moins faciles, feront croître le prix du pétrole.

Plusieurs possibilités s'offriront alors aux Etats-Unis: soit de procéder à des importations de pétrole pour une part de plus en plus large, soit de recourir à la production de carburants synthétiques à base de schiste et de charbon, qui pourrait être réalisée à un prix de revient intéressant.

Il est certain que les Etats-Unis utiliseront simultanément ces divers moyens.

Les réserves américaines en huile de schiste sont appréciables (70 milliards de tonnes dont 12 milliards de tonnes dans le Mahogany Ledge). Une installation témoin, créée par le bureau des mines à Rifle (Colorado), a permis de constater que l'essence de schiste pourrait être produite économiquement à un prix de revient supérieur de 25 à 30 p. 100 à celui de l'essence de pétrole. Les réserves du Mahogany Ledge seraient seules exploitables à ce prix. Les autres donneraient un prix d'extraction quatre fois supérieur à celui du pétrole.

On estime que, compte tenu des limites imposées par les disponibilités en main-d'œuvre et en eau, une production annuelle de 330 millions de tonnes d'huile pourrait être atteinte, c'est-à-dire l'équivalent de la production actuelle de pétrole brut.

On ne doute pas, aux Etats-Unis, que la production et la commercialisation de l'huile de schiste se développeront d'elles-mêmes dans quelques années, lorsque le prix du pétrole aura atteint une augmentation de 25 à 30 p. 100 (1).

De même, le bureau des mines estime, d'après les essais entrepris dans le Wyoming, que l'hydrogénation du charbon (procédé Bergins) pourrait être effectuée au stade industriel avec un prix de revient très voisin de celui de l'essence ordinaire. Mais le National Petroleum Council considère de son côté que l'essence ne pourrait être produite par ce procédé qu'à un prix supérieur de 50 p. 100.

Quoi qu'il en soit, ces prix de revient sont assez proches de ceux de l'essence de pétrole pour qu'un certain nombre de sociétés aient été incitées à acquérir des droits sur les terrains schisteux et à pousser activement les techniques de production des carburants de synthèse. Si le gaz naturel a pu aisément concurrencer le charbon, l'épuisement de ses ressources obligera les usagers les plus intéressés par les commodités d'utilisation de cette forme d'énergie à employer le gaz de charbon. Mais de gros progrès restent à faire pour que le prix de ce dernier ne paraisse plus prohibitif à côté de celui du gaz naturel.

La commission Paley a estimé que la consommation d'électricité serait en 1975 de l'ordre de 1.400 milliards de kWh, soit environ 3 fois et demie la consommation de 1950.

Il lui a semblé qu'une telle production pourrait être réalisée. Elle a estimé que l'énergie hydraulique produisait 300 milliards de kWh, soit une part d'environ 1/4 de la production, comme actuellement.

Par contre, si la part du thermique reste la même, des changements interviendraient entre les trois formes d'énergie primaire qui y participent. Le charbon produirait 800 milliards de kWh, soit 57 p. 100 de la production totale contre 49 p. 100 en 1950. Le gaz naturel et le pétrole produiraient chacun 150 milliards de kWh, soit 11 p. 100 de la production contre 29 p. 100 pour le gaz et 22 p. 100 pour le pétrole en 1950.

En ce qui concerne l'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire, il est encore difficile de prévoir son importance en 1975. La commission Paley n'a pas voulu en 1950 faire une estimation. Actuellement, la commission de l'énergie atomique estime que l'énergie nucléaire représentera 10 p. 100 de l'énergie totale dans une vingtaine d'années.

D'ailleurs certains économistes se sont efforcés d'établir des prévisions de consommation de l'énergie primaire jusqu'en l'an 2000,

ANNEXE I

Projets de réacteurs à double objet (Dual-Purpose Reactors) étudiés par les entreprises participant à l'I. P. P. (Industrial Participation Program).

GROUPES D'ENTREPRISES ayant mis au point des projets.	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DU RÉACTEUR	PUISSANCE en kilowatts.	ESTIMATION DU COUT		REMARQUES
			Total en millions de dollars.	En dollars par kW.	
« Commonwealth Edison » et Public Service Northern Illinois ».	Combustible: uranium naturel; modérateur: graphite; refroidissement à l'hélium.	47.000	40	850	Réalisation à court terme. Peu intéressant.
	Combustible: uranium naturel; modérateur: eau lourde; refroidissement: eau lourde.	211.000	118	560	Réalisation à court terme. L'eau lourde coûte 80 $ la livre.
	Combustible: uranium un peu enrichi; modérateur: eau naturelle; refroidissement: eau naturelle.	246.000	73	297	Réalisation à court terme.
« Bechtel » et « Pacific Gas and Electric ».	Combustible: uranium naturel; modérateur: eau lourde; refroidissement au sodium.	101.000	41	405	Réalisation à court terme. L'eau lourde coûte 80 $ la livre.
	« Breeder ». — Combustible: uranium très enrichi; pas de modérateur; refroidissement au sodium.	145.000	51	350	Réalisation à long terme demandant des études considérables.
« Monsanto » et « Union Electric ».	Uranium légèrement enrichi; modérateur: graphite; refroidissement au sodium.	210.000	100	476	Réalisation à moyen terme demandant des études techniques sur les métaux liquides.
	Mêmes caractéristiques........................	554.000	156	282	
	Mêmes caractéristiques........................	125.000	60	480	
« Detroit Edison » et « Dow Chemical Co ».	« Breeder ». — Combustible: uranium très enrichi ou plutonium; pas de modérateur; refroidissement au sodium.	200.000	Pas encore estimé.		Réalisation à long terme. Technique la plus avancée.

Source: Atomic Energy Commission.

(1) Le Conseil économique a d'ailleurs eu l'occasion, dans son rapport du 10 février 1953 sur les carburants nationaux, d'attirer l'attention des pouvoirs publics sur l'intérêt que présentait l'exploitation des schistes en France.

ANNEXE II

Evolution de la consommation primaire de charbon aux Etats-Unis, par grandes catégories de consommateurs.

(En millions de tonnes métriques.)

ANNÉES	CENTRALES thermiques.	CHEMINS DE FER	COKERIES	ACIÉRIES	AUTRES INDUSTRIES	USAGES DOMESTIQUES et commerciaux.
1935	28,06	69,92	45,82	10,65	91,11	76,16
1940	44,52	77,22	73,81	9,11	105,20	79,54
1945	61,00	113,49	86,48	9,15	121,38	110,47
1950	80,00	55,30	94,19	8,98	96,31	78,54
1952	93,70	34,43	88,53	6,19	94,27	62,03

Source: Bureau of Mines.

Ce tableau fait nettement apparaître les deux tendances contraires qui s'affirment dans la répartition de la production du charbon:

Une tendance à l'accroissement de la consommation, très forte pour les centrales thermiques, appréciable pour les cokeries;

Une tendance à la diminution de la consommation, très marquée pour les chemins de fer, importante pour les usages domestiques et les aciéries, plus faible pour les autres industries. Cependant ces diminutions sont, en valeur relative, plus fortes qu'en valeur absolue, si l'on tient compte de l'accroissement de la production industrielle et de la population. En outre, sauf pour les aciéries, la tendance à la diminution n'est apparue nettement que vers 1943-1944 et elle s'affirme depuis avec une vigueur accrue.

ANNEXE III

Evolution des exportations et importations nettes d'énergie aux Etats-Unis (par produits).

Exportations = + Importations = —

ANNÉES	CHARBON (Millions de tonnes métriques.)	ANTHRACITE (Millions de tonnes métriques.)	COKE (Millions de tonnes métriques.)	PÉTROLE brut. (Millions de tonnes métriques.)	PRODUITS pétroliers. (Millions de tonnes métriques.)	GAZ NATUREL (Milliards de mètres cubes.)	ÉLECTRICITÉ (Milliards de kWh.)	TOTAL (Millions de tonnes d'équivalents charbon.)
1920	+ 33,8	+ 4,8	+ 0,8	— 13,5	+ 9,5	0	•	+ 31,4
1925	+ 15,3	+ 2,5	+ 0,7	— 6,8	+ 11,8	+ 0,004	— 1,27	+ 21,9
1930	+ 14,1	+ 1,7	+ 0,8	— 5,4	+ 12,4	+ 0,050	— 1,59	+ 22,1
1935	+ 9,7	+ 0,9	+ 0,3	+ 2,7	+ 8,0	+ 0,200	— 1,34	+ 22,4
1940	+ 15,6	+ 2,3	+ 0,6	+ 1,2	+ 5,3	+ 0,160	— 2,11	+ 23,6
1945	+ 24,9	+ 3,3	+ 1,3	— 5,8	+ 15,5	+ 0,520	— 2,56	+ 38,6
1950	+ 22,8	+ 3,5	— 0,04	— 20,0	— 7,8	+ 0,730	— 1,79	— 16,1
1951	+ 51,2	+ 5,4	+ 0,8	— 21,1	— 0,4	+ 0,850	— 1,85	+ 20,4

Source: Bituminous Coal Annual, 1952.

Ce tableau fait apparaître que le bilan énergétique des Etats-Unis est presque parfaitement équilibré. La balance des échanges est plutôt favorable, mais le volume de ceux-ci est dérisoire au regard de la production totale d'énergie: les exportations nettes d'énergie en 1951 ne représentent, en effet, guère plus de 1,5 p. 100 de cette dernière. Les seuls mouvements ayant une certaine importance sont ceux du charbon, dont les exportations nettes représentent 5 à 10 p. 100 de la production (principal client: le Canada), et du pétrole, dont les importations nettes représentaient en 1950 et 1951 7 p. 100 de la consommation.

QUATRIEME PARTIE

Le Canada.

SOMMAIRE

Pages.

INTRODUCTION 47

CHAPITRE PRÉLIMINAIRE. — Aperçu sur la situation énergétique du Canada:

Ire PARTIE. — *Les ressources en énergie* 48

Chapitre Ier. — L'électricité:
§ 1er. — Ressources hydroélectriques 48
§ 2. — Production d'électricité 49
A. — Les conditions juridiques 49
B. — La production 50
§ 3. — Consommation 51
§ 4. — Prix de l'électricité 51
A. — Prix de revient 51
B. — Prix de vente 51

Chapitre II. — Le charbon:
§ 1er. — Réserves 52
§ 2. — Conditions d'exploitation 52
A. — Conditions géologiques et techniques 52
B. — Intervention de l'Etat 52
§ 3. — Production 52
§ 4. — Consommation 53
A. — Répartition de la consommation par secteur 53
B. — Répartition de la consommation par province 53
§ 5. — Prix et transport 54

Chapitre III. — Le pétrole et le gaz naturel:
§ 1er. — Le pétrole 54
A. — Les réserves 54
B. — Structure de l'industrie pétrolière 55
C. — Production 55
D. — Rendement et prix de revient 55
E. — Législation fiscale 56
F. — Transport et raffinage 56
G. — Consommation et prix des produits pétroliers 56
§ 2. — Le gaz naturel 56
A. — Réserves et production 56
B. — Rendement et prix de revient 57
C. — Transport et consommation 57

Chapitre IV. — Les investissements:
§ 1er. — L'électricité 57
§ 2. — Le charbon 58
§ 3. — Le pétrole 58
§ 4. — Le gaz naturel 58
§ 5. — Origine et coût des investissements 58

IIe PARTIE. — *Evolution de la consommation d'énergie et perspectives d'avenir:*

Chapitre Ier. — Evolution de la consommation d'énergie:
§ 1er. — Evolution de la consommation globale d'énergie 59
§ 2. — Evolution de la consommation par sources d'énergie 59
§ 3. — Evolution de la consommation par secteurs d'utilisation 60

Chap. II. — Perspectives d'avenir:
§ 1er. — Estimation des besoins énergétiques jusqu'en 1975 61
§ 2. — Possibilités de développement de la production énergétique canadienne 62
A. — Les ressources naturelles canadiennes 62
B. — La mise en valeur des ressources 62
§ 3. — L'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire. 63

ANNEXE I. — Consommation et échanges d'électricité par province en 1951 63

ANNEXE II. — Consommation d'électricité par secteur et par province 63

ANNEXE III. — Nombre d'usagers par secteur et par province en 1951 64

ANNEXE IV. — Frais et recettes d'exploitation des houillères canadiennes par tonne courte de charbon marchand extrait (1950) 64

ANNEXE V. — La production de pétrole au Canada de 1942 à 1951 65

ANNEXE VI. — Pétrole brut reçu par les raffineries canadiennes en 1952: comparaison avec 1951 65

INTRODUCTION

La mission précédente était également chargée d'étudier la situation énergétique du Canada, qui est caractérisée par un développement plus rapide de ses grandes richesses au cours de ces dernières années.

La mission tient à exprimer sa très vive gratitude à l'ambassade de France à Ottawa qui a apporté son entier concours à l'organisation et à l'exécution de cette mission.

Elle tient à exprimer toute sa reconnaissance aux personnalités canadiennes des secteurs publics, industriel et commercial, qui lui ont réservé un accueil chaleureux et fourni tous les renseignements qu'elle souhaitait.

Le programme de la mission était le suivant:

Mercredi 2 décembre:

A Toronto, la mission a des entretiens avec:

M. R.-H. Saunders, président, et des membres de l'Hydro-Electric Commission of Ontario,

M. J.-W. Hamilton, vice-président, et des représentants de l'Imperial Oil Ltd.

Jeudi 3 décembre:

A Ottawa, la mission est reçue successivement par:

M. Treuil, conseiller commercial près de l'ambassade de France, puis à l'ambassade de France,

M. O'Brien, vice-président du Dominion Coal Board,

M. Mac Kenzie, président du National Research Council (Atomic Energy Control Board),

M. Stanley Lewis, président de l'Ottawa Hydro-Electric Commission,

M. Norman Marr, chef de la section hydro-électrique du Ministry of Resources and Development.

Professeur John Davis, chargé des recherches hydro-électriques au Ministry of Defence Production.

Vendredi 4 décembre:

A Montréal, la mission a des entretiens avec:

M. Potvin, président, et MM. Dupuis et Latreille, commissaires de l'Hydro-Quebec Commission,

M. Beaumont, vice-président, et des ingénieurs de la Shawinigan Water and Power Co,

M. Whitaker, vice-président, et les ingénieurs de l'Aluminium Company of Canada.

Samedi 5 décembre:

La mission visite le barrage de Beauharnois, construit sous l'égide de l'Hydro-Quebec Commission, par la Beauharnois Light, Heat and Power Co.

CHAPITRE PRELIMINAIRE

APERÇU SUR LA SITUATION ENERGETIQUE DU CANADA

Avec sa superficie de 9.500.000 kilomètres carrés, le Canada est un des plus vastes pays du monde. C'est aussi un des plus riches qui, avec une population de 144 millions d'habitants, dispose d'autant d'énergie que la France. Chaque Canadien a consommé en 1951 trois fois plus d'énergie que chaque Français, soit 6,96 tonnes.

On ne peut guère comprendre les problèmes énergétiques du Canada sans connaître les caractéristiques principales de l'économie de ce pays.

Ses abondantes ressources naturelles sont réparties assez uniformément sur tout le territoire avec cependant une certaine prédominance dans les régions occidentales. Par contre, la population, et avec elle l'industrie, se sont établies sur un espace relativement restreint, essentiellement sur les bords du Saint-Laurent et des grands Lacs.

La richesse de ce pays se mesure également à son revenu national qui est important (6.528 milliards de francs en 1952). Le marché des capitaux est d'autant plus large qu'il est alimenté par de nombreux capitaux provenant des Etats-Unis. Le taux d'intérêt est assez bas (4 p. 100).

L'économie se développe sous le signe de la libre concurrence. On est en présence d'un régime économique capitaliste.

Les échanges avec les Etats-Unis ne sont pratiquement limités par aucune entrave géographique ou fiscale; le problème des devises ne se pose pas, et la balance commerciale est équilibrée.

On comprend dès lors que la mise en valeur des ressources nationales et la satisfaction des besoins soient uniquement fonctions des prix de vente aux lieux de consommation, c'est-à-dire de la somme des prix à la production et des coûts de transport, lequel joue un grand rôle dans un pays aussi vaste.

La caractéristique dominante de la production énergétique du Canada est qu'elle se développe à un rythme très rapide depuis quelques années, et selon le seul critère de la rentabilité financière.

Ainsi l'exploitation de certaines ressources se développe très rapidement, tandis que d'autres sont sous-exploitées ou même inutilisées.

En effet, les distances qui séparent les régions riches en sources d'énergie des marchés de consommation grèvent les prix des ressources nationales souvent en faveur de produits étrangers.

Les ressources hydrauliques potentielles sont destinées à 230 milliards de kWh; plus du quart de ces ressources est équipé, mais essentiellement dans les provinces les plus peuplées: Ontario et Québec. Le reste du territoire comparativement à ces deux provinces, apparait nettement sous-exploité.

Les réserves de pétrole sont énormes également: grâce aux efforts de recherche entrepris, chaque année apporte de nouvelles découvertes. La richesse des gisements permet un faible coût de production; aussi le transport de l'ouest vers l'est par pipe-line s'avère-t-il rentable, sans qu'on ait sur les marchés des grands Lacs à redouter la concurrence des Etats-Unis, dont la production de pétrole ne suffit plus à couvrir les besoins intérieurs.

Par contre, la concurrence du gaz naturel du Texas amené par feeder dans l'Ontario a jusqu'à présent fait hésiter les Canadiens pour le transport du gaz de l'Alberta. Malgré le faible coût de production de ce combustible certainement très abondant, son développement est donc limité par l'étroitesse des débouchés que représentent les provinces de l'Ouest. Cependant certains projets sont à l'étude pour alimenter en gaz naturel par feeders l'Ouest des Etats-Unis et la Colombie britannique.

Le cas le plus typique est celui du charbon, dont 97 p. 100 des réserves, qui sont considérables (100 milliards de tonnes) se trouvent dans l'ouest du pays. Le coût du transport de ce combustible étant très élevé, sa production est, elle aussi, limitée aux débouchés de l'Ouest, tandis que les provinces de l'Est importent presque tout ce qu'elles consomment des Etats-Unis.

On voit ainsi que pour ce pays le problème de l'énergie ne se pose pas sur le plan national, mais sur le plan continental; seule compte la rentabilité financière, ce qui explique que, malgré ses ressources énormes il importe encore en 1952 plus du tiers de sa consommation d'énergie.

Toute politique d'exploitation intensive des ressources nationales devra donc s'attacher, les fondements économiques du régime restant intacts, à résoudre un problème de distances. Comme le coût du transport est souvent prohibitif, c'est vers une nouvelle localisation des industries et de la population sur les lieux riches en sources d'énergie que ce pays s'orientera.

La quasi-totalité des investissements énergétiques qui sont presque aussi élevés que ceux de la France, pour une population inférieure des 2/3, sont affectés au développement de la production de pétrole et d'électricité. Notons que c'est le pays dont les investissements énergétiques par habitant sont les plus élevés du monde (17.300 F en 1951). Aussi la production d'énergie augmente-t-elle plus vite que partout ailleurs: 73 p. 100 entre 1940 et 1952, soit 4,5 p. 100 par an. Si l'on tient compte de l'augmentation de la population pendant le même temps (23,5 p. 100), l'accroissement annuel ressort à 2,5 p. 100 par habitant.

PREMIERE PARTIE

Les ressources en énergie.

CHAPITRE I^er^

L'ELECTRICITE

§ 1er. — Ressources hydroélectriques.

A la fin de 1951, on estimait à 38 millions de kilowatts environ le potentiel hydro-électrique canadien. A la même date, un peu moins d'un tiers (11 millions) de ce total était déjà équipé. Ainsi, on peut considérer que les deux tiers des ressources sont encore disponibles aujourd'hui.

Bien qu'elles ne soient qu'en partie aménagées, les forces hydrauliques du Canada ont eu un effet marqué sur le développement économique du pays au cours des cinquante dernières années, pendant lesquelles l'économie nationale, primitivement fondée en grande partie sur l'agriculture, s'est graduellement transformée en un régime où l'exploitation industrielle joue un rôle de premier plan. L'aménagement des forces hydrauliques qui a acquis un rythme rapide ces dernières années, a eu une incidence directe sur le développement de l'industrie.

Ces estimations, quoique très prudentes, doivent cependant être corrigées. On sait, en effet, que l'on ne peut transporter qu'assez difficilement le courant électrique à de grandes distances, tout au moins tant que le transport sous une tension de 500.000 volts ne sera pas réalisé. Or, tandis que l'ordre de grandeur de la transmission possible s'évalue en centaines de kilomètres, on constate qu'une grande partie des « réserves » hydrauliques canadiennes se situe à des milliers de kilomètres des marchés de consommation. Ceux-ci sont localisés essentiellement au sud-est du Canada, alors que d'importantes sources d'énergie sont disponibles très loin dans le Nord ou très loin dans l'Ouest.

Le Bouclier canadien contient, en effet, à lui seul, 50 p. 100 des ressources hydrauliques du pays. Une très faible partie de celles-ci est déjà mise en valeur, ou le sera dans peu de temps, pour alimenter les quelques entreprises minières locales; mais un développement sur une grande échelle de ces disponibilités est difficilement concevable, sauf dans les parties les plus méridionales de la région. Il serait donc sage de ne pas compter sur la totalité des réserves escomptées puisqu'une bonne partie de celles-ci se trouve, pour l'instant, hors d'atteinte.

D'autre part, le tableau I ci-après, relatif au potentiel estimé équipable par province et à la puissance des installations déjà réalisées, montre la disparité qui existe entre les régions riches en ressources hydrauliques et les centres de consommation.

TABLEAU I.

Ressources et équipement hydro-électriques du Canada.

(Fin 1951.)

PROVINCE	RESSOURCES totales (en C. V. (1).	POURCENTAGE	PUISSANCE installée au 30 novembre 1951 (en C.V.).	POURCENTAGE	ÉQUIPEMENT par rapport au total équipable (en pourcentage).
Colombie britannique.	10.998.000	21,7	1.432.858	10	13
Yukon et N. W. T. (3).	814.000	1,7	28.450	0,2	3
Alberta	1.258.000	2,4	207.825	1,5	16
Saskatcchewan	1.120.000	2,3	111.835	0,7	10
Manitoba	5.562.000	10,9	716.900	5	13
Ontario	7.261.000	14,4	3.948.466	27,7	54
Québec	20.445.000	40,3	7.263.621	50,8	35
Nouveau-Brunswick ..	334.000	0,6	135.511	1	40
Nouvelle-Ecosse (2) ..	156.000	0,3	162.455	1,1	103 (2)
Ile du Prince-Edward..	3.000	0,0	2.299	0,01	76
Terre-Neuve	2.754.000	5,4	292.660	2	9
Total pour le Canada.	50.705.000	100	14.305.880	100	28

(1) Un cheval vapeur équivaut à 0,746 kW.

(2) L'évaluation des ressources potentielles est faite de façon très prudente sur la base d'une hydraulicité moyenne. La puissance installée correspondant à l'aménagement maximum économiquement réalisable est, en principe, déterminée sur la base d'une hydraulicité supérieure et peut dépasser l'estimation des ressources potentielles. Cela explique que pour la Nouvelle-Ecosse la puissance installée soit supérieure à la puissance disponible.

(3) N. W. T. Territoires du Nord-Ouest.

Source: Ministère des ressources et du développement économique.

On s'aperçoit, en effet, que les deux provinces grosses consommatrices, à savoir l'Ontario et le Québec, ont respectivement épuisé plus de la moitié et plus du tiers de leurs ressources disponibles. Une fois que l'équipement des chutes du Niagara et du Saint-Laurent sera terminé, les disponibilités de ces deux régions seront très réduites. Dans l'Ontario notamment, la commission de l'énergie électrique a déjà construit plusieurs centrales thermiques dont deux de grosse puissance.

Si l'on néglige, pour l'instant, les réserves du Nord trop éloignées, il ne restera alors à développer que les ressources du Manitoba (1/10 du total) et celles de la Colombie Britannique (1/5 du total) qui jusqu'à présent ont été relativement négligées: alors que le taux canadien d'équipement des ressources est de 20 p. 100, il ne se monte, pour ces deux provinces, qu'à 13 p. 100.

Mais un problème grave se posera: ou bien les industries consommatrices d'électricité devront se déplacer vers l'Ouest, ou bien il faudra transporter le courant de l'Ouest en Est car, comme on va le voir, c'est l'Est qui est le plus grand consommateur d'énergie électrique.

§ 2. — **Production d'électricité.**

A. — Les conditions juridiques

Cette industrie est soumise à un régime économique entièrement libéral, qu'il s'agisse de production, de transport ou de distribution d'électricité. Toutefois, il faut évidemment un permis pour exploiter l'énergie électrique. La construction d'un barrage et des lignes, doit notamment être autorisée par le gouvernement de la province intéressée. Si le gouvernement de la province est responsable de l'énergie, le gouvernement fédéral est, lui, responsable de la navigation.

Ce régime libéral n'a pas empêché le secteur public de concurrencer de plus en plus vivement le secteur privé, depuis une cinquantaine d'années et surtout depuis la dernière guerre. Alors qu'en 1939, les entreprises privées possédaient près de 70 p. 100 du nombre total des centrales, 71 p. 100 de la puissance installée et produisaient 75 p. 100 de l'énergie, en 1951 elles ne détiennent plus que 58 p. 100 du nombre des usines, 55 p. 100 de la puissance installée et 56 p. 100 de la production.

L'importance respective des deux secteurs est différente selon les provinces. Dans l'Ontario, la presque totalité de la production provient d'usines appartenant à des organismes publics. Dans le Québec, les industries privées détiennent les trois-quarts de la production; en Colombie Britannique près des six septièmes. Il apparaît ainsi que plus la province est économiquement développée, plus la part des entreprises publiques est grande dans la production hydroélectrique.

Cette évolution s'explique par l'ampleur des investissements à réaliser, par le désir des pouvoirs publics d'assurer eux-mêmes une partie de la production pour concurrencer le secteur privé, et de réaliser l'électrification rurale qui n'est pas toujours rentable, pour des compagnies privées. Aussi, tandis que la part de l'industrie privée représente un peu plus de la moitié dans la production, sa place, dans la distribution est bien moindre: en 1951, les entreprises publiques détenaient 64 p. 100 de la longueur totale des lignes sur poteaux et desservaient 67 p. 100 du nombre total des abonnés.

Les entreprises publiques existent, soit à l'échelle municipale, soit à l'échelle régionale. Ces dernières comptent évidemment parmi les plus importantes: la commission de l'énergie hydroélectrique de l'Ontario est la plus grosse entreprise productrice d'énergie du Canada: en 1952, elle a distribué près de 20 milliards de kWh, dont ses 72 centrales ont produit plus de 15 milliards. Il faut citer également la commission hydroélectrique de Québec qui, en 1952, a produit directement un milliard et demi de kWh et, par l'intermédiaire de sa filiale, qui exploite le magnifique barrage de Beauharnois sur le Saint-Laurent, plus de 6 millards de kWh.

Notre mission a pu apprécier l'importance et la qualité technique de ce barrage, le deuxième du continent américain, après celui du Grand Coulée (bassin du Columbia, U. S. A.).

D'autres commissions moins puissantes sans doute, mais tout aussi importantes dans leurs Etats respectifs, exploitent et distribuent les ressources hydroélectriques de la Colombie, des territoires du Nord-Ouest, du Manitoba, du Nouveau Brunswick, etc.

L'importance respective des centrales privées et publiques en 1951, y compris les centrales thermiques, est précisée dans le tableau II, ci-après.

Tableau II

Structure de l'industrie électrique canadienne en 1951 (1).

PROVINCES	PUISSANCE des centrales en pourcentage du total.		PUISSANCE des centrales privées en C. V.			PUISSANCE des centrales publiques en C. V.			PRODUCTION commercialisée (millions de kWh).		
	Privées.	Publiques.	Totale.	Hydrauliques.	Thermiques.	Totale.	Hydrauliques.	Thermiques.	Totale.	Centrales privées.	Centrales publiques.
Colombie britannique.	78,2	21,8	718.707	663.486	55.121	200.796	170.600	30.196	2.723	2.316	407
Yukon et N. W. T. ..	30,4	69,6	3.522	2.450	1.072	8.060	7.540	520	64	33	31
Alberta	68,9	31,1	258.551	205.900	42.651	116.726	»	116.726	997	634	363
Saskatchewan	37,4	62,6	136.092	106.500	29.592	227.779	»	227.779	979	587	392
Manitoba	58,2	41,8	356.345	355.500	845	256.250	239.000	17.250	2.565	1.697	868
Ontario	12	88	447.943	393.648	54.295	3.283.788	2.982.592	301.196	15.985	1.746	14.239
Québec	76,8	23,2	4.915.434	4.903.546	11.888	1.481.339	1.446.935	34.404	29.690	22.228	7.462
Nouveau-Brunswick ..	47,3	52,7	95.020	89.000	6.020	105.761	12.600	83.161	756	494	261
Nouvelle-Ecosse	65	35	204.272	40.178	164.094	119.737	95.980	23.757	888	538	350
Ile du Prince-Edouard.	81	19	17.819	369	17.450	4.190	»	4.190	33	24	9
Terre-Neuve	96,3	3,7	72.197	71.215	982	264	»	264	172	171	1
Canada (total).....	55,5	44,5	7.225.902	6.831.792	394.110	5.804.690	4.955.247	849.443	54.852	30.469	24.383

(1) Sans compter les industries auto-productrices.

Source: Dominion Bureau of Statistics « Central Electric Stations 1951 ».

B. — La production

Si les forces hydrauliques ont représenté la source unique d'électricité jusqu'en 1923, elles n'en conservent pas moins, depuis, un quasi-monopole.

L'électricité thermique ne représente, en effet, qu'un très faible pourcentage de la production canadienne (3 p. 100 en 1951).

Production totale du Canada (en milliards de kWh).

Année.	Hydraulique.	Thermique.
1923	8,5	0,2
1929	19,0	0,3
1939	30,5	0,5
1946	43,6	1,0
1947	46,0	1,2
1949	49,3	1,6
1950	53,2	1,8
1951	64,7	2,3

Source: statistiques O. N. U.

D'ailleurs, cette production thermique varie dans de fortes proportions, selon les provinces, en raison même de la nature de leurs ressources naturelles. Dans les provinces centrales (Alberta, Saskatchewan, Manitoba) et les provinces maritimes, qui disposent souvent d'énormes ressources en charbon et de faibles ressources hydrauliques, 20 p. 100 et 35 p. 100 de la production d'électricité est d'origine thermique.

Par contre, les provinces de l'Ouest et celles de l'Ontario et de Québec ont une production thermique très faible, encore que deux centrales thermiques importantes aient été mises en service depuis 1951 dans la province de l'Ontario.

On trouvera dans le tableau III la production par provinces pour l'année 1951.

Il convient d'étudier par régions la répartition de la production hydraulique.

a) *L'Ouest.*

En Colombie britannique, les principaux aménagements sont situés au Sud, autour de Vancouver et notamment sur la rivière Bridge et sur la rivière Pendoreille. L'Aluminium Company of Canada nous a exposé son programme de développement de sa centrale de Kitimat. Actuellement, un seul tunnel a été construit. Deux stations sur quatre entreront en service en 1954 avec une puissance de 340.000 kW. Cette première installation aura une puissance de 600.000 kW. Un deuxième tunnel sera construit ensuite, pour porter la puissance totale à 1.500.000 kW. Malgré ces importants aménagements, presque tout reste encore à faire dans cette province très riche, puisqu'on estime à 4.500.000 kW le potentiel encore non équipé dans un rayon de 300 milles autour de Vancouver.

Dans le Yukon et les territoires du Nord-Ouest, les ressources considérables de la région sont trop éloignées: on n'a guère équipé pour l'instant que des sites proches des villes minières (Yellowknife et Nayo) et on ne les a dotés que d'une puissance assez faible de l'ordre du millier de kW.

b) *Les prairies.*

Dans l'Alberta, les aménagements hydrauliques sont limités à la rivière Bow et à ses affluents. La production de cette province ainsi que celle de sa voisine, la Saskatchewan, sont fournies pour près de la moitié par des centrales thermiques (respectivement 464 millions de kWh sur 996, et 462 sur 980).

Il n'en va pas ainsi pour le Manitoba dont la production est presque exclusivement hydraulique ; ses réserves d'ailleurs sont importantes (11 p. 100 du total) et des fleuves comme le Winnipeg, le Nelson ou le Churchill peuvent encore être abondamment équipés. De ces trois fleuves, seul le Winnipeg a déjà été sérieusement exploité.

c) *Ontario-Québec.*

Ces deux provinces réunissent à elles seules 54,7 p. 100 des ressources potentielles, 83,27 p. 100 de la production et 82 p. 100 de la consommation canadienne.

Dans l'Ontario, la plus grande partie des ressources a été déjà équipée; il faut signaler le puissant ensemble du Niagara et du Welland Canal qui totalise une puissance de 710.000 kW et produit, avec quatre centrales seulement, près de 6 milliards de kilowatts-heure. Ce total sera encore accru par la construction de la centrale géante « Sir Adam Beck n° 3 », qui aura une capacité de 1.200.000 kW en 1956. Sur la rivière Ottawa, quatre centrales de la commission hydroélectrique de l'Ontario réunissent 786.000 kW et produisent quelque 6 milliards de kilowatts-heure. Il faut signaler encore d'importantes installations sur la Trent, la Madawaska, l'Abitibi, le Nipigon, etc. Enfin, récemment, la commission a achevé, à Windsor et à Toronto, deux centrales thermiques qui, alimentées en charbon américain par les Grands Lacs, fonctionnent avec une puissance respective de 122.000 kW (I. Clark Keith) et 169.000 kW (Richard L. Hearn). Malgré cet énorme équipement, qui représente plus de 4 millions de kilowatts, la province de l'Ontario doit importer de l'électricité de la province de Québec.

Celle-ci, en effet, a les plus importantes ressources du Canada (40 p. 100), et vient également au premier rang pour la production (54 p. 100). On peut y distinguer trois groupes de sites principaux: le premier, sur le Saint-Laurent, comprend les énormes centrales de Beauharnois, qui auront une puissance finale de 1,6 millions de kilowatts; à l'heure actuelle, deux centrales seulement sur trois sont achevées et fonctionnent avec une puissance d'un million de kilowatts environ. Les centrales sont exploitées par une filiale de la commission hydroélectrique de l'Etat de Québec, la « Beauharnois Light, Heat and Power Company ».

Le second groupe producteur se situe sur la Saguenay où les centrales de Shipshaw, propriétés de l'Aluminium Company of Canada, alimentent les usines d'Arvida.

Ainsi que les dirigeants de cette société nous l'ont précisé, ces centrales permettent aux usines d'Arvida de produire 500.000 tonnes d'aluminium par an. Les deux centrales, Shipshaw n° 1, construite en 1928, et Shipshaw n° 2, construite pendant la dernière guerre, ont une puissance ferme de 1.350.000 kW, avec une puissance maximum de 1.825.000 kW.

Enfin, sur la rivière Saint-Maurice, la Shawinigan Water and Power Company exploite cinq centrales de 960.000 kW, en construit une à la Trenche de 240.000 kW, et prévoit quatre autres centrales sur le même cours d'eau d'une puissance de 580.000 kW.

d) *Les provinces maritimes.*

Il faut distinguer la Nouvelle-Ecosse et l'île du Prince-Edward, dont les faibles ressources hydrauliques sont toutes équipées, et dont l'avenir est entièrement dans la construction de centrales thermiques, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve qui détiennent d'importantes « réserves » hydrauliques. Leur production ne saurait donc qu'augmenter dans un futur proche avec les nombreux projets dont leurs rivières sont l'objet.

On peut conclure de cette revue des principales régions qu'il n'y a aujourd'hui que deux gros Etats producteurs d'électricité au Canada: le Québec et l'Ontario. Mais nombreux sont les producteurs éventuels comme la Colombie britannique et la Manitoba qui attendent, pour développer leurs ressources, que les consommateurs s'installent à proximité de leurs centres hydrauliques.

Tableau III

Répartition par région de la production canadienne d'électricité en 1951.

(Centrales électriques uniquement.)

RÉGIONS	PRODUCTION COMMERCIALISÉE — En milliers de kWh.	PRODUCTION COMMERCIALISÉE — En pourcentage.	RAPPEL du pourcentage des réserves. (Tableau I.)	PRODUCTION de source hydraulique (En milliers de kWh.)	PRODUCTION d'origine thermique. (En milliers de kWh.)	POURCENTAGE thermique par rapport au total.
Ouest	2.787.248	5,08	23,4	2.728.351	58.877	2
Prairies	4.540.255	8,28	15,6	3.609.365	930.831	20
Ontario-Québec	45.675.142	83,27	54,7	45.642.503	31.190	0,06
Provinces maritimes (Est)	1.849.199	3,37	6,3	1.188.939	659.424	35
Canada	54.851.844	100	100	53.169.158	1.680.322	3

Source: Dominion Bureau of Statistics « Central Electric Stations 1951 ».

§ 3. — **Consommation.**

Si les provinces canadiennes présentent une grande disparité quant au rapport des ressources équipées et des ressources disponibles, elles offrent une disparité plus accentuée encore dans leur consommation d'électricité.

La province de Québec vient au premier rang de la consommation canadienne commercialisée (46 p. 100), suivie par l'Ontario (37 p. 100).

Si la province de l'Ontario se trouve déjà tributaire de celle de Québec, on peut se demander si celle-ci, à son tour, pourra, dans un avenir plus ou moins proche, se suffire en raison du développement très rapide de leur consommation (sans compter les autoproducteurs), qui est passé de 26.430 millions de kilowatts en 1939 à 52.485 millions en 1951.

Pour l'instant, la province de Québec fournit l'essentiel des exportations destinées aux Etats-Unis (2,3 milliards de kilowattsheure environ en 1951).

Ainsi, non seulement les plus gros consommateurs ne sont pas toujours les plus gros producteurs actuels, mais surtout ils ne correspondent pas aux gros producteurs éventuels.

L'annexe n° 1 précise la consommation et les échanges d'électricité, commercialisée par province.

Il est intéressant également de noter l'évolution de la consommation totale (auto-producteurs compris) par secteurs, depuis 1940:

(En millions de kWh.)

ANNÉES	USAGES domestiques et commerciaux.	INDUSTRIES	TRANSPORT	EXPORTATION	PERTES
1940.....	3.659	21.008	513	2.135	3.018
1942.....	4.066	27.071	564	2.454	3.491
1945.....	4.828	27.468	622	2.646	3.506
1947.....	6.488	32.587	621	2.066	3.742
1949.....	8.577	35.764	577	1.757	4.573
1951.....	11.543	39.966	577	2.375	5.501
1952.....	13.158	41.876	577	2.474	5.834

Source: Dominion Coal Board.

La consommation domestique a presque quadruplé de 1939 à 1951. Le nombre d'usagers a presque doublé; et la consommation moyenne annuelle par usager domestique est passé de 1.423 kWh à 2.617 kWh.

La consommation commerciale a suivi sensiblement la même évolution.

Par contre, le Canada a encore beaucoup à faire dans le domaine de l'électrification rurale malgré les efforts des divers organismes municipaux: nombre de fermes restent encore privées de courant et on conçoit aisément les difficultés qu'on peut rencontrer dans ce pays immense où les intempéries sont redoutables.

Dans l'Ontario, qui est la province la plus développée, plus de 20 p. 100 des fermes n'ont pas l'électricité. Sur un total supérieur à 623.000 fermes pour tout le Canada, 336.345 seulement (soit 54 p. 100) étaient reliées à une centrale électrique fin 1951 (consommation moyenne en 1951 par ferme: 2.085 kWh).

Quant à la consommation industrielle, elle est le fait essentiellement de deux industries, celle de la pulpe de bois et du papier, et celle de la métallurgie. En 1951, la première industrie a acheté plus de 9,2 milliards de kWh aux centrales électriques et sa production propre a été de 3,9 milliards de kWh. La métallurgie consommait 10,5 milliards environ en 1951 auxquels il faut ajouter 2,4 milliards pour la sidérurgie. Les produits chimiques (3,2 milliards) et les mines (2,6 milliards) ne venaient qu'ensuite.

L'électrification des chemins de fer est très peu développée dans un pays aussi vaste (33 locomotives électriques existaient en 1951 sur un parc total de 4.715 locomotives).

On comprend, dès lors, que l'avenir de l'hydro-électricité soit lié au développement de quelques grosses industries ainsi qu'à celui de la consommation domestique et commerciale qui tend à s'accroître.

On trouvera aux annexes 2 et 3 la consommation d'électricité par secteur et par province ainsi que le nombre d'usagers en 1951.

TABLEAU IV

Consommation d'électricité par secteur en 1951.

ACTIVITÉS	ÉNERGIE ACHETÉE aux centrales électriques. Total. (Milliers kWh.)	Pourcentage du total.	ÉNERGIE produite par les industries pour leur propre consommation.
Pulpe de bois et papier	9.230.524	16,83	3.932.662
Sidérurgie	2.179.611	3,97	215.642
Abrasifs	1.121.261	2,04	»
Produits chimiques	3.129.489	5,71	126.434
Métallurgie	9.993.886	18,22	624.490
Industries diverses	6.431.677	11,65	1.469.866
Mines	2.616.543	4,77	212.832
Total des industries	34.702.991	63,27	6.581.926
Usages domestiques	7.726.114	14,09	
Eclairage commercial	3.152.501	5,75	
Energie municipale	795.233	1,45	
Eclairage des rues	320.722	0,58	
Service gratuit	71.444	0,13	
Exports vers U. S. A.	2.375.522	4,33	
Pertes	5.707.317	10,40	
Production totale des centrales électriques	54.851.844	100	

Source: Dominion Bureau of Statistics: « Central Electric Stations 1951 ».

§ 4. — **Prix de l'électricité.**

Nous examinerons dans le chapitre IV le coût des installations électriques.

Il convient néanmoins de préciser dans ce paragraphe, d'une part, le prix de revient et, d'autre part, le prix de vente de l'électricité.

A. — PRIX DE REVIENT

Le prix de revient moyen du kWh dans l'Ontario était en 1950 de 0,26 cent pour l'hydro-électricité, contre 0,77 cent pour le kWh thermique (1), mais il fallait compter un coût de 0,4 cent pour le transport d'un kWh hydraulique.

En 1951, les dépenses de personnel des centrales électriques se sont élevées à 101,8 millions de dollars pour 34.228 personnes (21.774 ouvriers et journaliers, 12.454 administrateurs, directeurs, commis et tous les employés des bureaux), soit un salaire moyen annuel de 2.970 dollars par personne.

La retraite est prise, en principe, à soixante-cinq ans pour les hommes et à soixante ans pour les femmes. Elle peut être prise plus tôt, à condition d'avoir 20 ou 25 ans de services, selon les compagnies. Dans ce cas, elle correspond à environ 50 p. 100 du salaire d'activité. Elle est évidemment fonction du nombre d'annuités. En général les cotisations de retraite sont:

De 2,5 p. 100 du salaire à la charge de l'employé;

De 7,5 p. 100 du salaire à la charge de l'employeur.

B. — PRIX DE VENTE

Les statistiques permettent d'obtenir plus aisément des renseignements sur les prix de vente.

En 1951, les centrales ont vendu de l'électricité pour 374,6 millions de dollars, soit un prix moyen pour le Canada de 0,68 cent par kWh. On peut d'ailleurs obtenir une nouvelle indication sur les prix respectifs de l'électricité hydraulique et thermique en comparant les prix de vente de deux provinces dont les productions sont essentiellement de source opposée.

Dans la province de Québec, le prix de vente moyen est le plus bas, soit 0,44 cent environ par kWh.

Dans la province de l'île du Prince Edward, presque totalement thermique au contraire, le prix de vente est le plus élevé, soit 3,71 cents environ par kWh.

(1) Le dollar canadien vaut 360 francs actuellement.

Dans l'Alberta, dont la production est partagée pour moitié, sensiblement entre les deux sources, le prix du kWh est de 1,79 cent.

Le prix moyen du kWh a constamment baissé au Canada (d'environ 60 p. 100 par rapport à l'indice des prix de gros depuis 1939).

Pour la consommation domestique, ce prix est passé de 1,43 cent en 1939 à 1,25 cent en 1951, dans l'Ontario.

Pour l'ensemble du Canada, il était en 1951 de 1,65 cent avec un maximum de 6,45 cents dans le Yukon et un minimum de 1,16 cent dans le Manitoba.

Quant au prix moyen du kWh destiné aux usages commerciaux, il est de 2,04 cents.

Dans la réalité, ce prix peut être considérablement abaissé lorsqu'il s'agit de grosses quantités, puisque l'Aluminium Company of Canada peut se procurer le kW au prix de 0.35 cent.

Le Canada est donc un pays très riche en électricité, où le kWh est bon marché. De très grandes possibilités existent encore, si bien qu'on ne saurait prévoir une élévation des coûts pour l'avenir: il reste en Colombie britannique, au Manitoba, et même dans le Québec, des sites qu'on peut équiper sans trop de frais, mais la difficulté consiste dans la disparité entre les ressources disponibles et les besoins sur le plan régional si bien que si ceux-ci ne s'adaptaient pas à celles-là, le prix du courant pourrait bien augmenter dans certaines provinces grosses consommatrices.

CHAPITRE II

LE CHARBON

Certaines des disparités qui existaient, du fait des distances, entre les réserves d'hydro-électricité, d'une part, et la production et la consommation d'électricité, d'autre part, se retrouvent à propos du charbon.

§ 1er. — Réserves.

Le Canada possède d'importantes réserves de charbon et lignite qu'on évaluait en 1946 à 100 milliards de tonnes (1) (les réserves françaises représentent 11 milliards de tonnes environ).

La presque totalité des réserves (96,6 p. 100) se trouve dans les quatre provinces les plus occidentales (Colombie, Yukon, Alberta et Saskatchewan) et les 3/4 de celles-ci (73 p. 100) sont concentrées dans deux Etats: l'Alberta et la Saskatchewan. (Voir le tableau V ci-après.)

Or, il se trouve que ces quatre provinces sont parmi les moins peuplées et les moins industrialisées du Canada. En outre, elles sont situées à des milliers de kilomètres des gros centres de consommation de l'Est. Aussi, la production et la consommation ne vont-elles pas refléter l'importance des réserves.

TABLEAU V

Réserves prouvées et probables de charbon et lignite par province.

(Evaluation de 1946 en millions de tonnes courtes.)

PROVINCES	TOTAL	POURCENTAGE du total.
Colombie britannique	19.000	19
Yukon et N. W. T.	4.550	4,5
Alberta	48.000	48
Saskatchewan	25.000	25
Manitoba	100	0,1
Ontario	150	0,2
Nouveau-Brunswick	100	0,1
Nouvelle-Ecosse	3.100	3,1
Total	100.000	100

Source: « Report of the Royal Commission on Coal » (1946) cité par l'Actualité économique (Montréal: 1er trimestre 1954).

§ 2. — Conditions d'exploitation.

A. — CONDITIONS GÉOLOGIQUES ET TECHNIQUES

Les conditions naturelles sont excellentes: dans la Saskatchewan, 98,8 p. 100 du charbon est extrait à ciel ouvert, 30 à 40 p. 100 dans l'Alberta, 55 p. 100 dans le Nouveau-Brunswick. La proportion totale pour le Canada est de l'ordre de 30 p. 100.

(1) Il s'agira toujours ici de tonnes courtes: 1 tonne courte = 0,907 tonne métrique.

Les mines souterraines sont constituées par des veines obliques de 1,80 à 2,40 mètres d'épaisseur et qui se trouvent en moyenne à 21 mètres de profondeur. Elles ne sont exploitées que quelques mois par an.

Le degré de mécanisation, moins élevé qu'aux Etats-Unis, varie suivant les mines: alors que dans l'Alberta et la Saskatchewan les moyens les plus modernes sont mis en œuvre, en Nouvelle-Ecosse on en est resté à un équipement désuet. On essaie pourtant, dans cette dernière province notamment, de construire de nouvelles galeries pour utiliser les machines modernes permettant l'abattage et le chargement mécanique.

Le rendement moyen est de 6 à 8 tonnes dans les Montagnes Rocheuses et de 15 à 18 tonnes dans les Prairies. Il atteint 24 tonnes dans la Saskatchewan (lignite).

Pour l'ensemble des mines à ciel ouvert, le rendement est de 11,3 tonnes et pour l'ensemble des mines souterraines, il est de 2,7 tonnes.

On obtient ainsi un rendement moyen de 3,51 tonnes par jour-homme pour l'ensemble du Canada en 1950.

B. — INTERVENTION DE L'ETAT

Si les mines sont exploitées par des entreprises privées, l'Etat a dû intervenir à plusieurs reprises pour venir en aide aux exploitations en difficultés par suite de la vive concurrence du charbon américain.

L'office fédéral du charbon, créé par la loi du 17 juillet 1947, est chargé d'étudier, d'examiner et de recommander au ministre, à l'occasion, les méthodes et mesures nécessaires concernant la production, l'importation, la distribution et l'emploi du charbon au Canada.

L'office doit également administrer toutes subventions ou allocations budgétaires destinées au charbon. Comme nous le verrons ultérieurement, une subvention au transport du charbon des mines excentriques de l'Ouest et de l'Est a dû être accordée, depuis plusieurs années, pour lui assurer des débouchés dans les provinces du Québec et de l'Ontario, principalement.

§ 3. — Production.

Depuis 1940, la production canadienne se situe entre 16 et 19 millions de tonnes courtes suivant les années. Cette stagnation de la production semble étrange dans un pays aussi neuf et dynamique que le Canada. On la retrouve également, si l'on considère la répartition de la production par provinces.

TABLEAU VI

Répartition de la production par provinces.

(En tonnes courtes.)

PROVINCES	1948-1949 (1er avril-31 mars).	1949-1950 (1er avril-31 mars).	1950-1951 (1er avril-31 mars).	1951-1952 (1er avril-31 mars).
Colombie britannique	2.056.000	1.867.000	1.728.000	1.737.000
Alberta	8.981.000	8.537.000	7.791.000	7.720.000
Saskatchewan	1.574.000	1.963.000	2.208.000	2.220.000
Nouveau Brunswick	534.000	577.000	600.000	665.000
Nouvelle Ecosse	6.324.000	6.421.000	6.381.000	6.174.000
Canada	19.469.000	19.365.000	18.708.000	18.516.000

Source: Rapport annuel 1952 de l'office fédéral du charbon.

Pour la Colombie britannique qui exploite du charbon au Nid du Corbeau et à Nanaimo, la production oscille depuis 1890 entre 1 et 3 millions de tonnes sans qu'on puisse discerner une augmentation progressive. En revanche, en Alberta (Nid du Corbeau, Mountain-Park, Drumheller), il y a eu une certaine progression ces dernières années où la production a atteint 7 à 8 millions de tonnes; mais en 1928, cette province extrayait déjà 7,3 millions de tonnes. Au Nouveau-Brunswick également, la production varie sans augmenter entre 300.000 et 600.000 tonnes depuis 1933. En Nouvelle-Ecosse (Sydney, Spring-hill, Trenton), le phénomène est encore plus frappant puisque la production de 1945 est légèrement plus faible que celle de 1902. La seule province où l'on constate une certaine progression est la Saskatchewan qui, de 40.000 tonnes en 1900, est

passée à 335.000 en 1920, 579.000 en 1930, 1 million en 1940 et 2 millions en 1950. Encore cette progression spectaculaire n'est-elle pas due uniquement au charbon, mais surtout au lignite que cette province détient en énormes quantités.

L'importance des réserves ne saurait expliquer cette stagnation de la production. Au rythme actuel d'extraction, le Canada dispose de plus de 5.000 années de réserves: il y a là une sous-exploitation manifeste. En outre, on constate un déséquilibre frappant à l'échelle de chaque province entre production et réserves: le Nouveau-Brunswick qui détient à peine 0,1 p. 100 de celles-ci produit 3,5 p. 100 du total; la Nouvelle-Ecosse, avec 3,1 p. 100 des réserves, extrait un tiers du charbon canadien. En revanche, le Saskatchewan avec 24,5 p. 100 des réserves, la Colombie britanique avec 19 p. 100 ne produisent respectivement que 9,4 et 11,9 p. 100 du total canadien.

Or, en face de cette stagnation de la production et de cette sous-exploitation des ressources, on assiste, contrairement à ce qu'on pourrait croire, à une augmentation constante de la consommation.

§ 4. — Consommation.

En effet, alors que, depuis 1910, la production canadienne se situe autour de 15 millions de tonnes avec des minima de 11 millions et des maxima de 19 millions, la consommation, qui atteignait 20 millions de tonnes en 1910, passait de 32 millions en 1920 à 44 millions en 1950, si bien que le Canada, malgré ses grandes réserves, importait 10 millions de tonnes en 1910, 18 millions en 1920, 23 millions en 1950.

Pour comprendre cette situation, il convient d'étudier plus en détail la répartition de la consommation.

A. — Répartition de la consommation par secteur

La consommation est caractérisée par une double évolution depuis 1940. D'une part, une augmentation de la consommation de certains secteurs, tels que l'industrie (50 p. 100) et les centrales thermiques (150 p. 100), qui a entraîné un accroissement de la consommation totale. Cet accroissement total a varié entre 8 et 12 millions de tonnes selon la conjoncture économique.

D'autre part, une stagnation des autres secteurs et notamment des chemins de fer et de la consommation domestique. Ce sont ces deux secteurs qui ont été le plus sensibles à la conjoncture économique et ont entraîné les pointes de consommation.

Les principales industries consommatrices sont, en 1951-1952:

- l'industrie du bois (3.861.000 tonnes);
- la métallurgie et la sidérurgie (2.419.000 tonnes);
- les cokeries et centrales gazières (5.463.000 tonnes).

Comme les deux tiers de la population sont rassemblés dans les provinces de Québec et de l'Ontario, il en résulte que ce sont les deux grands centres de consommation.

Tableau VII

Consommation de charbon, de lignite et de coke.

(En milliers de tonnes courtes.)

Années	Domestique et chauffage.	Industrie	Centrales thermiques.	Transport	Exportation	Total	Auto-consommation des mines et cokeries.
1940......	12.094	9.981	511	9.379	541	32.506	1.417
1943......	15.409	13.641	748	13.758	1.158	44.714	1.726
1945......	14.996	12.714	797	14.274	880	43.661	1.580
1947......	14.530	14.072	820	14.287	822	44.531	1.441
1948......	14.897	15.369	951	14.000	1.440	46.657	1.531
1950......	14.554	14.867	1.126	11.941	740	43.225	1.389
1952......	11.969	15.146	1.291	10.958	691	40.055	1.420

B. — Répartition de la consommation par province

En effet, l'Ontario, gros consommateur, n'a reçu que 0,4 milliard de tonnes des provinces canadiennes productrices et 19,5 millions de tonnes des Etats-Unis beaucoup plus proches et accessibles grâce aux Grands Lacs. La province de Québec a consommé 1,6 million de tonnes de charbon canadien et plus de 4,7 millions de tonnes de charbon américain.

Sur une consommation totale de 41,6 millions de tonnes en 1952, près de 60 p. 100 (24,4 millions) ont été importés des Etats-Unis, pour la presque totalité.

Les échanges entre les provinces productrices et les provinces consommatrices représentent 14 p. 100 de la consommation. Seules, deux provinces sont excédentaires: l'Alberta avec 3,4 millions de tonnes et la Nouvelle-Ecosse avec 3,3 millions de tonnes.

Malgré ses importants gisements, le Saskatchewan équilibre ses échanges.

Ainsi, seulement 26 p. 100 du charbon consommé est produit sur place.

La caractéristique dominante de la consommation canadienne est d'être alimentée par les importations des Etats-Unis, la production nationale servant seulement d'appoint. Il ne faut pas en chercher la raison ailleurs que dans l'éloignement des centres producteurs par rapport aux centres consommateurs. Le Canada se voit condamné à cause de ces contingences géographiques à dépendre essentiellement de l'étranger et à laisser la plupart de ses ressources nationales inexploitées.

On s'explique, dès lors, que le Gouvernement canadien soit obligé d'intervenir dans l'industrie charbonnière.

Tableau VIII

Consommation de charbon par provinces en 1952.

(En tonnes courtes.)

Provinces	Charbon canadien: Production.	Charbon canadien: Reçu des autres provinces.	Charbon canadien: Envoyé vers les autres provinces.	Charbon canadien: Exporté.	Importé de l'étranger.	Total disponible pour la consommation.
Colombie britannique et Yukon....	1.652.692	1.005.145	258.864	189.662	512	2.209.853
Alberta	7.194.757	20.948	2.769.781	376	»	4.445.548
Saskatchewan	2.083.465	1.259.175	1.337.919	13.667	446	1.991.500
Manitoba	»	1.711.201	»	184	37.047	1.748.144
Ontario	»	372.085	»	61	19.568.499	19.940.523
Québec	»	1.687.810	»	54	4.705.400	6.393.156
Nouveau-Brunswick...............	742.823	583.952	3.366	128.368	16.098	1.211.139
Nouvelle-Ecosse.................	5.905.265	»	2.598.605	56.588	45.144	3.295.216
Ile Prince Edward...............	»	87.292	»	»	»	87.292
Terre-Neuve	»	240.847	»	»	57.095	297.912
Total Canada....................	17.579.002	6.968.535	6.964 535	388.960	24.430.271	41.620.313

Source: Dominion Bureau of Statistics.

§ 5. — Prix et transport.

Si le prix du charbon canadien sur le carreau de la mine est sensiblement supérieur au prix moyen du charbon américain (6,33 dollars, soit 2.280 F contre 1.695 F la tonne courte en 1950), les riches gisements du Saskatchewan et de l'Alberta permettent respectivement d'obtenir un prix moyen de 1,98 dollar, soit 710 F, et de 5,26 dollars, soit 2.000 F (1).

Les frais de production par tonne courte sont passés de 1.220 F en 1939 à 2.160 F en 1950, à la suite de l'augmentation continue des salaires pendant cette époque.

Les frais de main-d'œuvre représentent environ 60 p. 100 des frais de production, 1.368 F en 1950 par tonne contre 720 F en 1939.

Les salaires de l'industrie charbonnière se sont élevés à 54,9 millions de dollars en 1950 pour 21.385 mineurs (fond et surface), soit un salaire annuel moyen de 2.547 dollars pour une durée de travail de 254 jours en 1950. Le salaire hebdomadaire d'un mineur est de 56 à 57 dollars contre 80 dollars aux Etats-Unis.

On trouvera, à l'annexe 4, les recettes et la décomposition des frais d'exploitation des houillères canadiennes par tonne de charbon extrait.

Lors de la conférence que nous avons eue à Ottawa, au siège du Dominion Coal Board, avec M. O'Brien, vice-président, celui-ci nous a exposé longuement la situation de l'industrie charbonnière, qui dépend essentiellement du coût du transport.

Ce problème est en effet capital.

Si le prix du charbon à la mine peut concurrencer valablement le charbon américain, il n'en est plus de même lorsque intervient le prix du transport: le prix du transport par les Grands Lacs est de 75 cents la tonne (75 p. 100 du charbon américain importé en 1952 est transporté par eau).

Le transport de l'Ouest aux principaux points de l'Ontario par voie ferrée coûte 10,75 dollars la tonne.

C'est la raison pour laquelle l'Ontario, qui consomme 18 à 19 millions de tonnes de houille grasse par année, les importe pour 97 p. 100 des Etats-Unis.

Pour éviter la fermeture de nombreuses mines et les difficultés qui résulteraient d'une crise éventuelle d'approvisionnement de charbon américain, le gouvernement canadien a préféré, depuis longtemps, aider l'industrie du charbon: une série de mesures ont été prises pour subventionner le transport par fer du charbon canadien destiné essentiellement aux provinces de l'Ontario, du Québec et d'une partie du Manitoba. L'office fédéral du charbon a ainsi versé aux chemins de fer en 1951-1952: 4.514.490 dollars pour diminuer le coût du transport supporté par les utilisateurs.

Ce régime a fonctionné de la façon suivante durant l'exercice financier 1951-1952:

PROVINCES	CHARBON transporté avec subvention. (En tonnes.)	COUT total (en $).	COUT par tonne (en $).
Nouvelle Ecosse	1.761.744	3.257.626	1,85
Nouveau Brunswick	2.514	2.422	0,96
Saskatchewan	149.456	118.841	0,80
Alberta et Colombie britannique	»	»	»
Canada	2.596.041	4.514.490	1,74

D'autre part, le Gouvernement canadien subventionne également le charbon de l'Alberta et de la Colombie britannique vendu et livré à titre d'approvisionnement des navires (15.000 tonnes) et exporté des ports de mer à destination des pays étrangers autres que les Etats-Unis (98.000 tonnes).

En 1951-1952, le montant de cette dernière subvention a été de 109.543 dollars pour 113.000 tonnes. Elle est versée aux exploitants de houillères ou aux distributeurs de charbon.

Enfin, il subventionne la houille canadienne servant à la fabrication du coke sidérurgique, à raison de 0,495 dollar par tonne.

En 1951-1952, le Gouvernement a versé à l'industrie sidérurgique 396.935 dollars pour 801.990 tonnes de charbon cokéfié.

On comprendra ainsi qu'il n'y ait pas de programme d'expansion de l'industrie charbonnière au Canada et que de telles richesses restent inexploitées.

En réalité, le problème du charbon ne peut être, comme celui de l'hydroélectricité, résolu que d'une seule manière: puisqu'il n'est pas possible de transporter du charbon ou du courant électrique de façon économique sur des centaines ou des milliers de kilomètres jusqu'aux centres de consommation, il faut faire l'opération inverse et implanter des industries sur les lieux de production. On retrouve ici encore le même problème du peuplement et de la localisation industrielle, problème canadien essentiel qui domine et commande toute la politique énergétique de ce pays, aussi bien en ce qui concerne l'hydroélectricité et le charbon qu'en ce qui concerne le pétrole et le gaz naturel.

(1) Rappelons que le Saskatchewan produit surtout du lignite.

CHAPITRE III

LE PETROLE ET LE GAZ NATUREL

En 1948, le Canada ne produisait qu'un million et demi de tonnes courtes de pétrole, qu'il extrayait de petits gisements situés dans l'Ontario, le Nouveau-Brunswisck et l'Alberta (Turner Valley). Or, en 1952, cette production a atteint 8,8 millions de tonnes courtes, du fait de la découverte des gisments Leduc en 1947, de Redwater en 1948, de Golden Spike, de la Big Valley, etc.

Ce développement remarquable, dû surtout à la persévérance des chercheurs et à l'importance des moyens mis en œuvre, a conduit la mission du Conseil économique à étudier avec un intérêt tout particulier le problème des recherches de pétrole au Canada.

§ 1er. — Le pétrole.

A. — Les réserves

Pendant longtemps, on ne crut pas à l'existence de réserves appréciables. Cependant, près d'un million de milles carrés de terrains sédimentaires dans l'Est du Canada (surtout l'Alberta) sont similaires aux terrains les plus productifs des Etats-Unis. Le Texas, la Californie, l'Oklahoma, le Kansas et la Louisiane tiendraient aisément ensemble dans cet espace. En outre, ces formations sédimentaires ont une épaisseur moyenne de 1.600 mètres, ce qui est considérable.

Malgré ces possibilités, l'absence d'indices superficiels avait empêché les recherches d'aboutir à un résultat appréciable jusqu'à la mise en valeur de la Turner Valley en 1936. Jusque là, en effet, la production totale n'avait guère dépassé 200.000 tonnes par an. Mais c'est surtout la découverte du champ Leduc, en 1947, qui amena le « boom » actuel, alors que la production stagnait depuis plusieurs années aux environs de 1 million de tonnes par an.

Le nombre de puits en activité et le montant total des découvertes ne firent dès lors que s'accroître, comme le montre le tableau suivant:

ANNÉES	PUITS EN ACTIVITE	RÉSERVES PROUVEES (en millions de tonnes courtes).
1930	»	1,5
1940	»	12
1945	2.222	11
1946	2.314	6,6
1947	2.295	23
1948	2.581	77
1949	3.166	137
1950	3.849	187
1951	4.761	230
1952	»	340

Les évaluations faites par les géologues quant au montant total des réserves probables varient entre 0,8 et 8 milliards de tonnes courtes. Cependant, si l'on admet que la proportion de pétrole contenu dans les terrains canadiens est comparable à celle contenue dans les terrains des Etats-Unis qui sont environ deux fois et demie plus étendus, on arrive à un chiffre très approximatif de 6 milliards de tonnes, sur la base de l'estimation faite en 1948 pour les Etats-Unis (16,5 milliards de tonnes courtes, dont 5,5 déjà extraites). On voit que, même si ce chiffre est très supérieur à la réalité, les perspectives de développement sont considérables.

Il est à noter que, sur 20.000 puits forés au Canada en fin 1951, 6.000 seulement l'avaient été dans l'Ouest (Alberta et Saskatchewan); les autres ayant été localisés dans le sud de l'Ontario, pour des résultats minimes.

En 1952, pour l'exploration seule, 830 puits (soit 1.000 km au total) ont été forés à l'aide de 110 derricks. Ces forages se font à une profondeur de 600 à 2.700 mètres, et même jusqu'à 3.600 mètres dans certains cas. La proportion des forages improductifs en 1952 a été de 4 sur 5. C'est surtout la région d'Edmonton qui a fait l'objet d'explorations très importantes. Dans le Saskatchewan, les explorations sont très fragmentaires. En définitive, en 1952, pour chaque tonne de pétrole extrait dans le Canada occidental, on en a découvert 7 autres.

B. — Structure de l'industrie pétrolière

Toutes les recherches, ainsi que l'exploitation, le raffinage, la distribution du pétrole, sont réalisées, au Canada, par des compagnies privées. Avant d'étudier l'évolution de la production, il convient d'analyser la structure de l'industrie pétrolière canadienne.

Il y avait, en 1951, 288 sociétés pétrolières qui se répartissaient ainsi suivant les provinces: 147 en Alberta, 89 dans l'Ontario, 49 dans la Saskatchewan, 3 dans le Manitoba et une dans les Territoires du Nord-Ouest. Mais ce nombre important ne doit pas laisser croire à une dispersion excessive de l'industrie pétrolière canadienne. L'Imperial Oil Company, dont la Standard Oil of New-Jersey détient 69 p. 100 du capital, contrôle la moitié du marché pétrolier du Canada. En réalité, sur ces 288 sociétés, seules comptent quelques grandes firmes, qui sont généralement d'ailleurs les filiales des grandes sociétés pétrolières internationales: la California Standard, la Socony Vacuum, la Canadian Gulf, la Shell Oil, la Canadian Fina Oil, etc.

Aussi peut-on dire que les deux traits essentiels — d'ailleurs liés l'un à l'autre — de l'industrie pétrolière canadienne — résident dans son caractère privé et dans son caractère international: 52 p. 100 des investissements réalisés dans l'industrie pétrolière sont américains et 47 p. 100 seulement canadiens.

C. — Production

Si l'on considère tout d'abord l'évolution de cette production, on constate que la date décisive est encore celle de la découverte des gisements Leduc en 1947 (voir l'annexe V): avant 1948, la production était stagnante: elle tendait même à diminuer. De 1947 à 1948, elle passe de 1,2 million de tonnes courtes à 1,9. En 1951, elle atteint 7,3 millions et en 1952 elle approche de 9,2 millions; on l'estime pour 1953 à 11,5 millions, si bien qu'en six ans la production canadienne a pratiquement décuplé.

Mais cette augmentation spectaculaire n'est pas le fait de toutes les provinces qui possèdent des réserves pétrolières. Sur six Etats producteurs, un seul, l'Alberta, produit plus de 95 p. 100 du total; et, dans cet Etat, deux gisements situés à peu de distance au Nord et au Sud d'Edmonton, Leduc et Redwater, ont produit en 1952 plus de 7,3 millions de tonnes sur près de 9,2 pour le total au Canada.

A côté de cette production massive et très localisée autour d'Edmonton, il faut signaler de petites productions plus faibles et plus dispersées dans l'Alberta (Turner Valley, Lloydminster), dans la Saskatchewan (Lloydminster), dans le Manitoba (Virden), dans l'Ontario (Petrolia), dans les territoires du Nord-Ouest (Fort-Norman) et enfin dans le Nouveau-Brunswick (Stoney Creek). Cette production est ainsi très concentrée (voir l'annexe V et le tableau n° IX ci-après). La répartition des puits de pétrole par province, confirme cette situation, puisqu'on y constate que l'Alberta est pratiquement le seul Etat qui ait contribué à l'augmentation des puits en activité de 1949 à 1951 (voir le tableau n° X ci-après).

En 1952, 100 derricks fonctionnaient pour le développement de la production. Ils ont permis le forage de 1.400 puits, soit 720 kilomètres.

Tableau IX

Production de pétrole brut au Canada pendant les premiers semestres 1952 et 1953 (en barils).

PROVINCES	PREMIER semestre 1952.	PREMIER semestre 1953.
Territoires du Nord-Ouest.......	177.088	157.575
Alberta	24.863.839	31.721.834
Saskatchewan	749.914	1.197.753
Manitoba	11.266	187.994
Ontario	97.511	109.995
Nouveau-Brunswick	7.028	7.615
Canada	25.906.646	33.382.766

Source: Bulletin d'information économique et financière de l'ambassade de France au Canada, numéro 118, volume VII, 12 décembre 1953.

Tableau X

Nombre de puits de pétrole par provinces (1949-1951).

DESIGNATION	NOUVEAU-BRUNSWICK	ONTARIO	MANITOBA	SASKATCHEWAN	ALBERTA	TERRITOIRES du Nord-Ouest.	CANADA
Puits productifs en activité au commencement de l'année :							
1949	26	1.489	»	101	774	66	2.456
1950	26	1.518	»	138	1.243	64	2.989
1951	26	1.513	»	156	1.879	64	3.598
Nombre de puits productifs forés :							
1949	»	18	»	45	487	»	550
1950	»	22	»	30	760	»	812
1951	»	12	5	99	819	»	935
Nombre de puits abandonnés :							
1949	»	48	»	8	18	2	77
1950	»	55	»	12	124	»	191
1951	»	58	3	17	86	»	164
Nombre de puits improductifs forés :							
1949	»	25	»	7	100	»	132
1950	»	29	»	4	123	»	156
1951	»	22	5	35	262	»	325
Nombre de puits productifs en activité à la fin de l'année :							
1949	26	1.518	»	138	1.243	64	2.989
1950	26	1.513	»	156	1.879	64	3.628
1951	26	1.471	2	238	2.582	64	4.343

D. — Rendement et prix de revient

La production moyenne journalière par puits était de l'ordre de 50 barils (7,7 tonnes) par jour à la fin de 1951, contre 12 barils par jour aux Etats-Unis, 220 au Venezuela et 5.000 au Moyen-Orient. Notons toutefois que le chiffre de 50 barils porte sur l'ensemble du territoire canadien, alors que le rendement moyen des puits de la principale région productrice (Alberta) est de 200 barils (30,8 tonnes) par jour.

Les dépenses de prospection les plus élevées ont été consacrées à la prospection géophysique, et principalement aux travaux séismiques. Le carotage coûte en moyenne 1.800 F par mètre jusqu'à 300 mètres, et le coût de forage d'un puits, y compris les droits de surface et le coût modéré d'accès à l'emplacement, varie entre 7 millions de francs jusqu'à 1.000 mètres et 32 millions de francs pour une profondeur de 2.100 mètres.

On fixe généralement le coût de l'extraction (notamment le pompage) à 50 cents le baril (soit 1.100 F la tonne courte) ce qui ne tient pas compte des coûts de la découverte et du forage.

Pour l'ensemble du Canada, chaque tonne courte de réserve découverte a coûté environ 560 F au cours des dernières années, tandis qu'elle coûtait trois fois plus aux Etats-Unis.

Le montant total des ventes de pétrole brut s'est élevé en 1951 à 116.365.730 $ canadiens, pour une production de 47.615.500 barils. Sur ce total, les salaires distribués représentent 11.518.780 $ canadiens (pour 3.185 employés), soit 10 p. 100 environ. Le salaire moyen ressort ainsi à 3.620 $ canadiens par employé, soit environ 1.300.000 F.

Le prix de vente du pétrole brut au puits ressort donc à 2,44 $ canadiens par baril en 1951, c'est-à-dire 6.160 F la tonne environ (contre 2,57 $ américains aux Etats-Unis, soit 6.300 F la tonne, et 1,7 à 2,3 $ au Moyen-Orient).

E. — Législation fiscale

Bien que moins importants qu'aux Etats-Unis, des dégrèvements fiscaux favorisent le développement des recherches. On applique des abattements de 20 p. 100 sur le chiffre d'affaires pour frais de forage et des dégrèvements pour épuisement atteignant jusqu'à 33,3 p. 100 des bénéfices de l'exploitant sur l'ensemble de son revenu net provenant de la production de pétrole et de gaz (contre 50 p. 100 au maximum aux Etats-Unis).

Les bénéfices réinvestis dans la recherche sont justiciables d'un abattement supplémentaire de 10 p. 100.

Il faut d'ailleurs préciser que le premier abattement de 20 p. 100 sur le chiffre d'affaires est autorisé pour toutes les activités minières; seul, le deuxième abattement est propre à l'industrie pétrolière.

F. — Transport et raffinage

L'industrie du raffinage se développe au Canada presque aussi rapidement que la consommation. Le tableau suivant donne l'évolution de la quantité annuelle de pétrole brut traité, selon sa provenance (en millions de tonnes courtes).

ANNÉES	PÉTROLE CANADIEN	PÉTROLE IMPORTÉ	TOTAL
1942	1,5	6,8	8,3
1949	3,1	11,6	14,7
1950	4,1	12,6	16,7
1951	7,2	12,8	20
1952	9,0	12,7	21,7

On voit que la part du pétrole national est de plus en plus importante dans la consommation des raffineries: elle passe en effet de 20 p. 100 à peine en 1942 à plus de 40 p. 100 en 1952, bien que la consommation soit deux fois et demie plus forte. On estime en général qu'en 1960, les raffineries canadiennes n'auront plus à importer de pétrole étranger.

Pour la répartition de la consommation de pétrole des raffineries par province, voir annexe VI.

La production étant localisée essentiellement dans la région d'Edmonton, un important problème de transport se pose. S'il existe des raffineries sur les lieux de production, il en existe également sur les lieux de consommation que constituent essentiellement les provinces de l'Ontario et de Québec. Sur les 36 raffineries que le Canada possédait en 1951, l'Alberta n'en avait que 10 d'une capacité de 9.300 tonnes courtes par jour. Les 8 raffineries de l'Ontario et de Québec totalisaient une capacité de 36.900 tonnes courtes par jour, soit près de quatre fois plus.

Si l'on voulait utiliser dans les raffineries canadiennes le pétrole national, au lieu du pétrole étranger, il fallait résoudre un problème de transport; on ne pouvait pas songer à la voie ferrée dont on a vu, à propos du charbon, les coûts prohibitifs; aussi a-t-on construit un pipe-line vers l'Est qui, sur plus de 2.000 kilomètres, joint Edmonton à Superior-City, sur le lac Supérieur, en passant par les raffineries de Regina et Winnipeg; le pétrole est ensuite acheminé par tankers sur les grands lacs jusqu'à Sarnia dans l'Ontario, où il est raffiné. En outre, un nouveau pipe-line de 1.200 kilomètres relie les gisements d'Edmonton à Vancouver; projeté à un moment où la guerre de Corée avait créé une certaine pénurie sur la côte Ouest du continent, il a une capacité quotidienne de 15.000 tonnes courtes et doit desservir aussi bien les centres américains que canadiens.

G. — Consommation et prix des produits pétroliers

La consommation du Canada en produits pétroliers est une des plus fortes du monde: 29 millions de tonnes courtes en 1951, soit 1,54 tonne courte par habitant.

Rien que pour l'essence d'automobile, les provinces d'Ontario et de Québec ont consommé, en 1952, 5,4 millions de tonnes courtes sur 9,6. L'Alberta ne vient qu'au troisième rang, suivi de près par la Saskatchewan et la Colombie britannique.

On trouvera au tableau n° XII ci-après la répartition des produits de la consommation: l'essence pour voitures et avions vient au premier rang (40 p. 100), ce qui n'a rient d'étonnant quand on sait que 2.872.420 véhicules automobiles étaient immatriculés au Canada en 1951. Le litre d'essence coûte 17,7 francs à Halifax, 19,2 francs à Vancouver, 18,4 francs à Toronto. Le fuel coûte 12 francs à Halifax et 13,6 francs à Toronto. Ces prix sont ceux que payent les pompistes. Le consommateur paye, en outre, 10 p. 100 de taxe à la distribution et la taxe provinciale sur l'essence.

Tableau XI

Consommation, par province, d'essence d'automobile (1952) *en barils.*

PROVINCES	ESSENCE importée par les raffineries.	ESSENCE distribuée par les raffineries (importation plus production).	ESSENCE importée autrement que par les raffineries.	CONSOMMATION (1).
Terre-Neuve	»	420.032	»	477.743
Provinces maritimes..	837.883	4.069.357	»	4.021.534
Québec	»	12.498.937	291.437	12.346.119
Ontario	»	20.558.110	1.055.685	22.638.812
Manitoba	»	3.301.406	»	3.386.906
Saskatchewan	»	6.823.865	60	6.778.713
Alberta	»	7.279.420	27.463	7.728.990
Colombie britannique.	614.253	4.436.682	744.397	5.235.629
Territoires du Nord-Ouest	»	27.435	»	24.592
Exportations	»	520.852	»	»
Total	1.452.136	59.836.096	2.119.042	62.140.038

(1) Le chiffre de la consommation est obtenu en additionnant l'essence distribuée par les raffineries canadiennes avec l'essence importée autrement que par les raffineries, et en ajoutant ou en retranchant du total obtenu les transferts de province à province et les changements intervenus dans les stocks. Cela explique que le chiffre de la dernière colonne soit sensiblement différent du total des colonnes 3 et 4.

Source: Dominion Bureau of Statistics Department of Trade and Commerce Refined petroleum products 1952.

Tableau XII

Consommation canadienne en milliers de barils par jour.

DÉSIGNATION	1920	1930	1940	1950	1951	ESTIMATIONS pour 1955.
Essence	8	47	74	149	158	194
Middle Distillates	9	12	19	92	99	156
Heavy fuel oil	11	26	35	80	88	111
Huiles de graissage ..	12	3	4	6	7	8
Autres produits (1)	6	8	12	25	19	21
Consommation des raffineries	8	8	10	22	29	49
Total	39	104	154	374	400	539

(1) Comprenant les graisses, le coke, l'asphalte, etc...

Source: « The Petroleum Industry » Department of defense production mars 1952.

§ 2. — Le gaz naturel.

A. — Réserves et production

Le développement de la production du gaz naturel au Canada a évidemment été parallèle à celui du pétrole, puisque les recherches sont confondues. Les premières découvertes remontent à 1884, les débuts de production commerciale à 1904, mais le tournant décisif est marqué, comme pour le pétrole, par l'année 1947.

Evolution de la production (en millions de mètres cubes).

1930	1935	1940	1947	1948	1949	1950	1951	1952
820	590	1.160	1.500	1.670	1.720	1.930	2.260	2.770

On remarquera toutefois que l'augmentation de la production a été, d'une part, moins importante et, d'autre part, plus régulière que pour le pétrole.

La majeure partie des gisements se trouve évidemment dans l'Alberta, qui donne 88 p. 100 de la production totale, le reste étant fourni essentiellement par l'Ontario, mais seule la production de l'Alberta suit une courbe croissante.

En ce qui concerne les réserves, on ne dispose que d'estimations partielles, les recherches sur une grande échelle ne faisant que commencer. Pour l'Alberta, le montant des réserves connues, qui était de 115 milliards de mètres cubes en 1946, était estimé, en 1952, à 255 milliards de mètres cubes, soit l'équivalent de 90 années de production au rythme actuel. Mais les réserves totales sont évidemment beaucoup plus importantes, de l'ordre de 1.350 milliards de mètres cubes au moins.

Notons cependant que les découvertes annuelles sont actuellement de l'ordre de 5 miliards de mètres cubes, soit près de 20 fois le chiffre de la production.

On voit donc que la production est très faible par rapport aux ressources; elle pourrait, théoriquement, être décuplée, sans crainte d'épuisement proche.

B. — Rendement et prix de revient

Comme pour le pétrole, c'est surtout dans l'Ontario, région de consommation, que l'on a creusé des puits. En effet, sur un total de 3.953 puits en activité à la fin de 1951, 3.713 se trouvaient dans l'Ontario (d'où est extrait moins de 20 p. 100 de la production totale) contre 196 seulement dans l'Alberta.

En 1951, 320 puits à gaz ont été forés (Ontario: 297, Alberta: 20) dont 192 productifs et 128 secs (1).

On voit donc que le rendement annuel moyen par puits en 1951, s'il est de 565.000 mètres cubes pour l'ensemble du Canada, ressort à 10 millions de mètres cubes dans l'Alberta contre 65.000 mètres cubes seulement dans l'Ontario.

Il est évident que, dans ces conditions, le prix de revient du gaz produit est beaucoup plus élevé dans l'Ontario que dans l'Alberta. C'est ainsi que le gaz est vendu, au puits, 1,4 cent (5 F) le mètre cube dans l'Ontario et 0,175 cent (0,65 F) dans l'Alberta.

Le prix moyen au puits ressort, en 1951, à 0,32 cent (1,15 F) pour l'ensemble du Canada. Ce prix moyen n'a fait que baisser régulièrement dans les dernières années: de 1932 à 1948 il s'est maintenu aux environs de 1 cent (3,60 F); en 1949, il est descendu à 0,7 cent (2,50 F) et en 1950 à 0,33 cent (1,20 F).

C. — Transport et consommation

Cette différence de prix, comme l'acharnement des sociétés à exploiter le gaz de l'Ontario plutôt que celui de l'Alberta, s'expliquent toujours par la localisation de la population et de l'industrie dans l'Est.

La production de gaz dans l'Ouest est donc limitée, d'une part, par la faible densité de la population et, d'autre part, par les possibilités de transport existantes.

Or, il n'existe encore aucun pipe-line de gaz (ou « feeder ») entre les gisements de l'Ouest et les provinces industrielles de l'Est. De grands projets de construction sont à l'étude, mais on se demande dans quelle mesure leur construction sera rentable. Voici quels seraient les coûts d'installation de quelques « feeders » à longue distance, avec, pour chacun, le coût du transport d'un mètre cube de gaz.

RELATIONS	DISTANCE (en kilomètres).	COUT du feeder (en milliards de francs).	COUT du transport (en francs par m³).
Du gisement à:			
Portland	1.540	33,5	4,90
Vancouver	1.090	27,7	4,40
Winnipeg	1.110	22	3,40
Minneapolis	1.650	31,6	4,80
Toronto-Montréal	3.600	91,1	6,30

On voit qu'en partant d'un prix de 0,55 franc le mètre cube à la production, dans l'Est, on arriverait à un prix de vente en gros de 6,95 francs dans l'Ontario, alors que le gaz produit dans l'Ontario n'est vendu, en gros, que 5 francs le mètre cube.

Aussi, est-il possible que les besoins croissants des régions industrielles de l'Est soient couverts à l'avenir par des fournitures de gaz du Texas, grâce au pipe-line qui le transporte déjà dans le Nord-Est des Etats-Unis et dans l'Ontario. En 1951, ces importations n'ont pas dépassé 90 millions de mètres cubes; des négociations étaient en cours en vue de porter les quantités importées à 1,7 milliard de mètres cubes.

(1) Il est à noter que la profondeur des puits est de l'ordre de 1.500 mètres dans l'Alberta, contre 300 mètres dans l'Ontario.

Ceci restreindrait les débouchés du gaz de l'Ouest canadien que l'on envisagerait alors de transporter dans le Nord-Ouest des Etats-Unis, où il serait plus facilement vendu.

On comprend dès lors que 83 p. 100 du gaz naturel consommé au Canada le soit par les provinces de l'Ouest, contre 17 p. 100 seulement par celles de l'Est. Voici le détail de la consommation en 1951:

DÉSIGNATION	QUANTITES vendues (en millions de m³.)	RECETTES (en millions de francs.)	PRIX DE VENTE au m³ (en francs).
Provinces de l'Est.			
Usages domestiques	207,4	3.030	14,60
Industrie	48,5	643	13,25
Commerce	35,8	493	13,80
Divers	2,4	24	10,00
Total	294,1	4.190	14,23
Provinces de l'Ouest.			
Usages domestiques	603,3	2.308	3,83
Industrie	574,7	1.120	1,90
Commerce	380,0	1.108	2,90
Divers	1,6	2	1,10
Total	1.559,6	4.538	2,90
Total général	(1) 1.853,7	8.728	4,78

(1) Ce chiffre est sensiblement inférieur à la production, car, bien qu'il comprenne 90 millions de m³ d'importation, il ne comprend pas la consommation propre des producteurs. Il s'agit uniquement du gaz vendu.

On voit que, dans l'Est, le gaz est vendu trois fois plus cher que dans l'Ouest. De plus, aucun avantage de prix (ou presque) n'est fait aux utilisateurs industriels dans l'Est, tandis que ceux-ci payent le gaz moitié moins que les particuliers dans l'Ouest.

***

Il apparaît, en conclusion, que le gaz naturel n'a pas au Canada une importance comparable aux autres formes d'énergie, bien que les possibilités de production soient considérables. Ceci est dû toujours aux mêmes circonstances géographiques.

Il est vraisemblable toutefois que cette situation s'améliorera dans l'avenir, grâce à la construction de pipe-lines à longue distance. Cependant, il est également vraisemblable que l'on s'orientera plutôt vers un système d'échanges avec les Etats-Unis plutôt que vers un réseau de transport transcanadien.

CHAPITRE IV

LES INVESTISSEMENTS

Depuis la seconde guerre mondiale surtout, le Canada a fait un énorme effort d'investissement qui, loin de se ralentir après la guerre, n'a fait que s'accentuer, pour parvenir, en 1952, à un montant encore jamais égalé

Il est donc nécessaire d'examiner, par source d'énergie, le montant global qui a été investi ces dernières années et le coût unitaire des exploitations mises en service.

§ 1er. — L'électricité.

Depuis la seconde guerre mondiale, le montant des investissements dans l'industrie de l'énergie électrique a représenté une part considérable de l'investissement total canadien. Le tableau ci-dessous montre leur évolution depuis 1926

Investissements (en millions de dollars) *dans l'industrie de l'énergie électrique.*

ANNÉES	CONSTRUCTIONS nouvelles.	MACHINES et équipement.	TOTAL
1926	26	17	43
1929	48	27	75
1933	11	6	17
1937	16	16	33
1939	19	12	31
1946	60	10	70
1949	221	88	309
1952	276	196	472

Source: « The Electric Power Industry in Canada » Department of Defence, production 1953.

La plus grosse partie de ces sommes est évidemment consacrée à la construction de nouvelles centrales. En 1950, on estimait dans l'Ontario, d'après un certain nombre de centrales alors en construction, que le kilowatt thermique revenait à 230 dollars en moyenne et le kilowat hydraulique à 300 dollars. Actuellement, dans les centrales thermiques que la commission de l'Ontario construit à Toronto et à Windsor, le kilowat installé coûterait 150 dollars (60 millions de dollars pour 400.000 kW) et 185 dollars (48.930.000 dollars pour 264.000 kW) respectivement. Pour les centrales hydrauliques les plus récentes, les prix seraient les suivants: 330 dollars environ (299.900.000 dollars pour 900.000 kW) pour la centrale Sir Adam Beck n° 2 en construction sur le Niagara, 300 dollars pour la centrale Otto Holden (60.300.000 dollars pour 204.000 kW), moins de 200 dollars pour la centrale des Joachims (73.300.000 dollars pour 380.000 kW), ces deux dernières étant situées sur la rivière Ottaw.

§ 2. — Le charbon.

Comme nous avons pu le constater, l'industrie charbonnière ne prévoit pas de programme d'expansion et ne réalise pratiquement pas, pour l'instant, d'investissement de développement.

On peut cependant signaler certains prêts gouvernementaux aux entreprises charbonnières des provinces maritimes (Nouveau Brunswick et surtout Nouvelle-Ecosse) pour moderniser leur équipement: la limite maximum de ces prêts déjà consentis ou à consentir serait de 8 millions de dollars, à répartir sur plusieurs années.

§ 3. — Le pétrole.

L'année 1945 marque le début de l'expansion réelle de l'industrie pétrolière. Depuis cette date, 6.000 puits ont été forés.

Il est intéressant de noter l'origine et l'accroissement des investissements pour l'ensemble de l'industrie.

ORIGINE des investissements.	1945		1951	
	Valeur comptable en millions de dollars.	Pourcentage.	Valeur comptable en millions de dollars.	Pourcentage.
Canadiens	172	58	578	47
U. S. A.............	115	39	636	52
Britanniques et autres	9	3	11	1
Total..........	196	100	1.225	100

Source: Petroleum Press service, février 1953.

C'est surtout à la suite de la découverte des gisements Leduc, en 1947, que l'effort principal a été réalisé.

Ces investissements se répartissent pour trois quarts dans l'Ouest du Canada et pour un quart dans les autres provinces.

En 1952, les dépenses d'exploration et de développement atteignaient 350 millions de dollars (830 puits d'exploration et 1.400 puits de développement) et permettaient de découvrir 600 millions de barils.

Il faut rappeler qu'en 1946 elles n'atteignaient que 12 millions de dollars, passaient à 50 millions en 1948 et à 165 millions en 1951.

Le coût et la profondeur des forages varient évidemment selon la nature du sol.

Dans la région de Lloydminster, le coût moyen par puits de 600 mètres est de 20.000 dollars.

A Redwater, il est de 50.000 dollars pour une profondeur moyenne de 970 mètres.

Au Champ Leduc, le coût est de 80.000 dollars pour une profondeur moyenne de 1.600 mètres.

Les gisements de la Turner Valley nécessitent des puits qui atteignent plus de 3.200 mètres de profondeur et coûtent chacun plus d'un million de dollars.

Pour les pipe-lines, les coûts de construction sont les suivants: celui qui va d'Edmonton à Superior City (2.000 kilomètres) a coûté environ 90 millions de dollars. Celui qui traverse les Montagnes Rocheuses, pour joindre Edmonton à Vancouver (1.200 kilomètres de longueur et une capacité journalière de 12.000 tonnes courtes), a coûté sensiblement le même prix; en effet, bien que sa longueur soit moindre que celle du pipe-line Edmonton-Superior City, les difficultés de construction ont été considérables. La construction d'un pipe-line de Sarnia à Toronto, pour transporter les produits raffinés, coûterait 9 millions de dollars (longueur: 335 kilomètres). Un autre pipe-line, envisagé pour relier Toronto à Montréal (710 kilomètres), reviendrait approximativement à 16 millions de dollars.

Quant aux raffineries, pour lesquelles les Canadiens investissent actuellement plus de 25 millions de dollars annuellement, on estime que la construction d'un baril par jour de capacité revient à 1.500 dollars.

§ 4. — Le gaz naturel.

Les investissements dans la recherche et le développement de la production de gaz naturel sont nettement plus faibles que ceux consacrés au pétrole, à cause de l'étroitesse des débouchés due à la mauvaise position géographique des gisements et à l'absence de transports à longue distance. C'est ainsi que 15 millions de dollars (5,4 milliards de francs) furent dépensés pour le développement de la production de gaz (sans les recherches qui sont indissociables des recherches de pétrole) en 1951, contre 65 millions de dollars (23,4 milliards de francs) pour le développement de la production de pétrole. Néanmoins, les achats de biens d'équipement n'ont fait que croître chaque année (en milliards de francs):

1946	1947	1948	1949	1950	1951	1952 (est.)
0,76	1,26	1,08	1,44	1,80	3,60	5,40

Dans la distribution proprement dite, les investissements au cours des dernières années, se sont montés à (en millions de francs):

1946	1947	1948	1949	1950	1951	1952 (est.)
1.010	1.940	900	3.920	5.800	7.130	8.600

Il est certain que, dans un proche avenir, l'industrie du gaz naturel nécessitera de gros investissements pour la réalisation des projets en cours qui conditionnent son développement. C'est ce que nous examinerons ultérieurement lorsque nous évoquerons l'avenir des industries énergétiques.

§ 5. — Origine et coût des investissements.

Le taux moyen de l'intérêt est actuellement de 4 p. 100. Les taux varient entre 3 et 6 p. 100.

Si les investissements énergétiques sont fournis par les capitaux privés, il faut signaler que, pour l'électrification rurale, les gouvernements des provinces intéressées y participent dans une proportion importante.

Pour le pétrole, les investissements sont réalisés dans des conditions analogues à celles qui existent aux U. S. A. Les sociétés pétrolières ont financé, pendant de nombreuses années, plus de la moitié de leurs investissements par autofinancement. 20 à 25 p. 100 provenaient de prêts à long terme consentis par des sociétés financières canadiennes. 10 p. 100 provenaient de prêts bancaires à moyen terme. Le reste provenait de capitaux fournis par le public par augmentation de capital. La part de l'autofinancement semble devoir s'accroître à l'avenir.

On peut estimer qu'en 1952, le Canada a investi environ 900 millions de dollars pour son équipement énergétique; sur ce montant, plus de 50 p. 100 ont été consacrés à l'électricité (472 millions), le reste allant principalement au pétrole et accessoirement au gaz naturel. Si l'on compare ce chiffre de 900 millions au revenu national canadien pour 1952 (18.135 millions de dollars) on constate que les investissements énergétiques représentent 5 p. 100 du total du revenu national et 20 p. 100 du montant brut de la formation de capital privé en 1952 (4.416 millions de dollars).

DEUXIEME PARTIE

Evolution de la consommation d'énergie et perspectives d'avenir.

CHAPITRE Ier

EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE

Nous avons retracé, dans la première partie de ce rapport, l'évolution de la production et de la consommation de chaque source d'énergie.

Il parait intéressant, pour mieux comprendre l'avenir énergétique de ce pays, de comparer l'évolution des différentes ressources qui est caractérisée depuis 1926 par un important développement du pétrole et de l'hydro-électricité et une progression bien moins rapide du gaz naturel et surtout du charbon.

§ 1er. — Evolution de la consommation globale d'énergie.

La consommation globale (1) d'énergie est passée de 1.031.635 milliards de B. T. U. en 1926 à 2.409.115 milliards en 1952. L'augmentation a été de 130 p. 100. Pendant la même période, la population a augmenté de quelque 50 p. 100 (9.500.000 en 1926, 14 millions en 1952). Le gain réalisé en énergie disponible par tête d'habitant atteint ainsi un montant appréciable: en 1926, chaque Canadien disposait de 0,105 milliard de B. T. U. environ (3,88 tonnes courtes d'équivalent en charbon); en 1952, le Canadien disposait de 0,171 milliard de B. T. U. (6,32 tonnes d'équivalent en charbon). Le pourcentage d'accroissement par tête durant ces 26 années a donc été de 60 p. 100 environ.

Il faut noter, par ailleurs, que cette augmentation de la consommation d'énergie n'a pas accentué la dépendance du Canada à l'égard de l'étranger dont la contribution s'est tenue assez uniformément depuis 1926 autour de 60 p. 100. (Voir le tableau n° XIII ci-après relatif à la consommation totale d'énergie de 1926 à 1952).

TABLEAU XIII

Consommation totale d'énergie de 1926 à 1952.

ANNÉES	IMPORTATIONS (En pourcentage de la consommation.) Pétrole brut et raffiné importé.	Charbon et coke importé	Total.	PRODUCTION nationale. (En pourcentage de la consommation.)	CONSOMMATION totale d'énergie. En pourcentage.	En milliards de B.T.U.
1926 ...	12,1	43,1	55,2	44,8	100	1.031.635
1928 ...	15,0	40,7	55,7	44,3	100	1.111.505
1930 ...	17,4	44,0	61,4	38,6	100	1.183.788
1932 ...	19,7	39,1	58,8	41,2	100	875.169
1934 ...	19.3	36,5	55,8	44,2	100	988.523
1936 ...	20,2	34,1	54,3	45,7	100	1.069.328
1938 ...	20,3	32,7	53,0	47.0	100	1.081.693
1940 ...	19,8	34,7	54,5	45,5	100	1.378.006
1942 ...	16,6	41,3	57,9	42,1	100	1.640.356
1944 ...	19,8	43,7	63,5	36,5	100	1.771.558
1946 ...	23,5	40,0	63,5	36,5	100	1.782.505
1948 ...	26,6	39,1	65,7	34,3	100	2.112.356
1950 ...	27,7	33,0	60,7	39.3	100	2.214.067
1952 (1)	26,8	28,2	55,0	45,00	100	2.409.115

(1) Chiffres provisoires pour 1952.

§ 2. — Evolution de la consommation par sources d'énergie.

L'évolution de la consommation par sources d'énergie montre le triomphe du pétrole qui, en 1952, fournissait plus de 40 p. 100 du total énergétique (en B. T. U.) contre 12 p. 100 en 1926, et une augmentation appréciable de l'hydroélectricité (9 p. 100 au lieu de 3,7 p. 100). Le gaz naturel a pris également une place relative plus considérable (4,2 p. 100 au lieu de 2 p. 100). En revanche, le charbon, dont la consommation a augmenté en valeur absolue, a vu son importance relative passer de 82 p. 100 en 1926 à 45 p. 100 en 1952.

Si l'on envisage le pourcentage d'accroissement de chaque source d'énergie au cours de ces 26 années, on s'aperçoit qu'il est de 685 p. 100 pour le pétrole, de 470 p. 100 pour l'hydroélectricité, de 380 p. 100 pour le gaz naturel et de 28 p. 100 seulement pour le charbon. (Voir le tableau ci-après relatif à la consommation d'énergie par source.)

TABLEAU XIII

Consommation d'énergie par sources 1926-1952.

ANNÉES	PÉTROLE Millions de barils.	PÉTROLE Milliards de B. T. U.	PÉTROLE Pourcentage du total en B. T. U.	GAZ NATUREL Milliards de pieds cubes.	GAZ NATUREL Milliards de B. T. U.	GAZ NATUREL Pourcentage du total en B. T. U.	CHARBON Millions de tonnes courtes.	CHARBON Milliards de B. T. U.	CHARBON Pourcentage du total en B. T. U.	HYDRO-ÉLECTRICITÉ Milliards de kWh.	HYDRO-ÉLECTRICITÉ Milliards de B. T. U.	HYDRO-ÉLECTRICITÉ Pourcentage du total en B. T. U.
1926......	21,9	127.229	12,3	19,3	20.277	2,0	32,9	846.063	82,0	11,1	30.066	3,7
1928......	30,2	175.427	15,3	22,7	23.834	2,1	34,8	890.138	78,0	15,3	52.106	4,6
1930......	36,9	214.374	18,1	29,5	31.006	2,6	34,1	879.650	74,3	17,2	56.758	5,0
1932......	30,8	178.807	20,4	23,5	24.707	2,8	24,4	616.117	70,4	16,3	55.538	6,4
1934......	34,2	198.526	20,1	23.2	24.431	2,5	27,1	693.546	70,2	21,1	72.020	7,2
1936......	38,8	225.180	21,0	28,2	29.637	2,8	28,7	729.026	68,2	25	65.485	8,0
1938......	44,7	259.711	24,0	33,5	35.253	3,3	27,4	697.411	64,5	26,2	89.318	8,2
1940......	55,6	322.737	23,4	41,3	43.431	3,2	35,3	908.333	65,9	30,3	103.505	7,5
1942......	57,2	331.945	20,3	45,9	48.189	2,9	44	1.131.779	69,0	37,6	128.443	7,8
1944......	70,6	409.499	23,1	45,3	47.605	2,7	45,7	1.178.431	66,5	39,9	136.023	7,7
1946......	79,8	462.963	26,0	48,2	50.682	2,8	44,6	1.128.879	63,3	41	139.981	7,9
1948......	102,2	633.394	30,0	59	61.958	2,9	49,4	1.259.538	59,7	46,1	157.466	7,4
1950......	135	782.989	35.3	71	74.630	3,4	46,5	1.173.264	53,1	53,7	183.184	8,2
1952 (1)..	172,4	999.976	41,5	95,8	100.621	4,2	43,3	1.090.410	45,3	63,9	218.108	9,0

(1) Chiffres provisoires pour 1952.

Source: Dominion Coal Board 1953 « Canadian Energy Sources ».

(1) Cette consommation ne comprend pas cependant le bois pour lequel nous manquons de renseignements statistiques. Cette source d'énergie est loin d'être négligeable: on estime qu'elle équivaut à 7.200.000 tonnes courtes de charbon, soit 194.400 milliards de B. T. U.

§ 3. — **Evolution de la consommation par secteurs d'utilisation.**

Le pourcentage d'accroissement de consommation pour le secteur domestique a été, de 1940 à 1952, de près de 60 p. 100 tandis qu'entre les mêmes dates la consommation totale augmentait de 45 p. 100 environ, la consommation industrielle de 75 p. 100, la consommation des centrales thermiques de près de 200 p. 100 et celle des divers moyens de transport de 75 p. 100.

On retrouvera dans chaque secteur la même tendance depuis 1940 à l'accroissement de la consommation du pétrole et de l'hydroélectricité, avec une stagnation de la consommation de charbon. (Voir le tableau XIV ci-après.)

***

De cet examen d'ensemble de la consommation, on peut conclure que le pourcentage annuel moyen d'accroissement de la consommation, par source d'énergie, est de 26 p. 100 pour le pétrole, 18 p. 100 pour l'hydroélectricité, 11 p. 100 pour le gaz et 1 p. 100 pour le charbon.

TABLEAU XIV

RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION PAR SECTEUR

I. — *Energie consommée pour les usages domestiques (chauffage et autres).*

ANNÉES	PÉTROLE			GAZ NATUREL			HYDROÉLECTRICITÉ			COMBUSTIBLES SOLIDES			TOTAL	
	Millions de barils.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage du total.	Milliards de pieds cubes.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage du total.	Milliards de kWh.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage du total.	Millions de tonnes	Milliards de B. T. U.	Pourcentage. du total.	Pourcentage.	Millions de B. T. U.
1940 ...	4,9	28.430	7,8	20,1	21.138	5,8	3,7	12.486	3,4	12,1	304.769	83,0	100	366.823
1942 ...	4,2	24.093	5,8	22,0	23.057	5,5	4,1	13.845	3,3	14,2	356.756	85,4	100	417.751
1944 ...	3,5	20.573	5	22,0	23.084	5,6	4,4	14.930	3,7	13,9	351.011	85,7	100	409.598
1946 ...	10,0	57.825	12,1	25,2	26.495	5,6	5,4	18.534	3,9	14,9	375.152	78,5	100	478.006
1948 ...	17	98.495	18,5	30,8	32.365	6,1	7,3	24.895	4,7	14,9	375.404	70,7	100	531.159
1950 ...	24,7	143.085	24,5	40,0	42.005	7,2	9,6	33.033	5,6	14,5	366.685	62,7	100	584.778
1952 ...	32,8	190.240	32,7	43,3	45.495	7,8	13,2	44.897	7,7	12,0	301.619	51,8	100	582.251

Source: Dominion Coal Board 1953.

Nombre d'appareils de chauffage classés suivant le combustible employé.

COMBUSTIBLE	1941	1947	1950	1951
Charbon et coke	1.204.000	1.705.000	1.590.000	1.471.330
Pétrole	67.000	388.000	633.000	776.615
Gaz	87.000	130.000	163.000	163.955
Bois	1.183.000	873.000	903.000	944.770
Sciure		28.000	40.000	36.360
Electricité et divers	31.590	12.000	11.000	11.375
Total	2.572.590	3.136.000	3.343.000	3.407.605

II — *Energie consommée par l'industrie.*

ANNÉES	PÉTROLE			GAZ NATUREL			HYDRO-ÉLECTRICITÉ			COMBUSTIBLES SOLIDES			TOTAL	
	Millions de barils.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage du total en B. T. U.	Milliards de pieds cubes.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage du total en B. T. U.	Milliards de kWh.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage du total. en B. T. U.	Millions de tonnes courtes.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage du total. en B. T. U.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage
1940.....	6,1	35.473	9,6	6,7	7.002	1,9	21,0	71.684	19,4	10,0	255.513	69,1	369.672	100
1942.....	9,2	53.316	10,8	7,0	7.309	1,5	27,0	92.372	18,8	13,3	339.456	68,9	492.453	100
1944.....	8,2	47.817	9,5	8,1	8.513	1,7	28,8	98.333	19,5	13,6	349.338	69,3	504.001	100
1946.....	8,4	48.940	10,7	6,5	6.845	1,5	28,6	97.795	21,5	11,8	302.490	66,3	456.070	100
1948.....	12.0	69.511	11,9	11,2	11.803	2,0	32,3	110.234	18,8	15,4	393.446	67,3	584.994	100
1950.....	13,0	75.580	12,7	12,8	13.435	2,3	36,6	125.035	21,0	14,9	380.595	64,0	594.645	100
1952.....	18,4	106.558	16,3	16,8	15.750	2,4	41,9	142.890	21,9	15,1	387.738	59,4	652.936	100

Source: Dominion coal Board 1953 « Canadian Energy Sources ».

III. — *Energie consommée par les centrales thermiques.*

ANNÉES	PÉTROLE			GAZ NATUREL			COMBUSTIBLES SOLIDES			TOTAL	
	Millions de barils.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage du total en B. T. U.	Milliards de pieds cubes.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage du total en B. T. U.	Millions de tonnes courtes.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage du total en B. T. U.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage.
1940	0,319	1.850	13,5	0,600	630	4,6	0,511	11.242	81,9	13.722	100
1942	0,232	1.346	7,6	0,635	667	3,7	0,719	15.818	88,7	17.631	100
1944	0,841	4.878	20,9	1,120	1.176	5,1	0,784	17.248	74	23.302	100
1946	0,750	4.350	18,8	1,434	1.506	6,5	0,784	17.248	74,7	23.104	100
1948	0,865	5.017	18,1	1,740	1.827	6,6	0,951	20.922	75,3	27.766	100
1950	1,039	6.026	16,6	5,299	5.564	15,3	1,126	24.722	68,1	36.362	100
1952	1,100	6.380	15,5	6	6.300	15,4	1,291	28.402	69,1	41.082	100

IV. — *Energie consommée par les transports.*

ANNÉES	PÉTROLE Combustion interne.			PÉTROLE Combustion externe.			HYDROÉLECTRICITÉ			COMBUSTIBLES SOLIDES			TOTAL	
	Millions de barils.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage.	Millions de barils.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage.	Milliards de kWh.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage.	Millions de tonnes courtes.	Milliards de B. T. U.	Pourcentage.	Pourcentage.	Milliards de B. T. U.
1940	27,9	162.075	34,9	8,2	47.310	10,2	0,513	1.750	0,4	9,4	253.233	54,5	100	464.368
1942	30,2	175.299	31,3	8,3	48.233	8,6	0,564	1.923	0,3	12,4	335.259	59,8	100	560.714
1944	32,8	190.286	30,7	9,6	55.767	9,0	0,607	2.072	0,3	13,8	372.195	60,0	100	620.320
1946	39,2	227.128	35,3	7,9	45.675	7,1	0,635	2.165	0,3	13,6	368.064	57,3	100	643.032
1948	48,8	283.231	39,4	9,5	54.909	7,7	0,602	2.055	0,3	14	378.000	52,6	100	718.195
1950	59,1	342.768	46,4	12,4	72.059	9,7	0,580	1.977	0,3	11,9	322.407	43,6	100	739.211
1952	74,2	430.372	52,5	15,9	94.971	11,2	0,577	1.969	0,2	10,9	295.866	36,1	100	820.178

Locomotives en 1951.

Diesel 574
Electriques 33
Vapeur (charbon ou pétrole).......................... 4.108

Véhicules automobiles immatriculés.

1940 .... 1.501.000
1952 .... 3.050.000

CHAPITRE II

PERSPECTIVES D'AVENIR

Malgré les difficultés que présente l'établissement de telles prévisions, le Dominion Coal Board a estimé nécessaire de déterminer les tendances futures du marché de l'énergie en partant d'une estimation de la consommation future de chaque forme d'énergie et de leurs avantages et coûts respectifs.

§ 1er. — Estimation des besoins énergétiques jusqu'en 1975.

En partant de la consommation passée, un expert du Dominion Coal Board, M. C.-L. O'Brian a estimé la consommation future du Canada, en supposant réalisées les hypothèses suivantes:

1° Que la population canadienne atteindra 16,5 millions en 1965 et 18 millions en 1975;

2° Qu'il n'y aura pas de troisième guerre mondiale durant cette période;

3° Que le pourcentage d'accroissement de la demande de biens, de services et d'énergie se maintiendra approximativement au même taux;

4° Qu'il n'y aura pas, du fait de l'utilisation de l'énergie nucléaire, un supplément d'énergie sur le marché;

5° Que les coûts respectifs de chaque forme d'énergie se maintiendront tels qu'ils sont.

Malgré les incertitudes que comportent actuellement de telles hypothèses, ces évaluations méritent de retenir toute notre attention. La consommation totale d'énergie de 1952 augmenterait de 50 p. 100 environ d'ici 1965 et doublerait d'ici 1975.

Les deux tableaux suivants donnent le résultat détaillé de cette estimation, le premier pour chaque source d'énergie, le second pour chaque secteur de consommation.

Nous examinerons, dans la suite de ce chapitre, d'une part, les chances qu'offre l'économie canadienne de satisfaire cette augmentation considérable de la demande escomptée et, d'autre part, l'apport que l'on peut attendre de l'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire.

Estimation des besoins énergétiques du Canada en 1965 et 1975 avec rappel des chiffres de la consommation de 1952.

PRODUITS	1952	1965	1975
Pétrole (barils)..............	172.409.522	297.000.000	356.240.000
Gaz naturel (milliers de pieds cubes)	95.829.523	315.000.000	400.000.000
Charbon (tonnes)	43.272.982	43.500.000	66.000.000
Hydroélectricité (milliers de kWh)	63.920.205	116.200.000	158.000.000

Source: Dominion Coal Board « Canadien Energy Sources », 1953.

Estimation des besoins énergétiques du Canada en 1965 et 1975 avec rappel des chiffres de la consommation de 1952.
(En milliards de B. T. U.)

DÉSIGNATION	HYDRO-électricité.	PÉTROLE	GAZ naturel.	CHARBON	TOTAL
1952.					
Usages domestiques	44.897	190.240	45.495	301.619	582.251
Industrie	142.890	106.558	15.750	387.738	652.936
Centrales thermiques	»	6.380	6.300	28.402	41.082
Transports	1.969	522.343	»	295.866	820.178
Exportations	8.445	13.612	8.549	17.966	48.572
Total..........	198.201	839.133	76.094	1.031.581	2.145.019
1965.					
Usages domestiques	80.000	300.000	100.000	440.350	920.350
Industrie	275.000	150.000	80.000	364.000	869.000
Centrales thermiques	»	15.000	17.000	153.330	185.330
Transports	3.000	812.453	»	71.550	887.003
Exportations	8.500	116.000	64.000	20.000	208.500
Total..........	366.500	1.393.453	261.000	1.049.230	3.070.183
1975.					
Usages domestiques	90.000	350.000	164.000	500.360	1.104.360
Industrie	388.000	200.000	90.000	358.000	1.036.000
Centrales thermiques	»	»	»	816.944	816.944
Transports	3.000	982.412	»	»	985.412
Exportations	8.500	116.000	64.000	20.000	208.500
Total..........	489.500	1.648.412	318.000	1.695.304	4.051.216

Source: Dominion Coal Board 1953.

§ 2. — Les possibilités de développement de la production énergétique canadienne.

Ces possibilités dépendent de deux facteurs: des ressources naturelles et de leur mise en valeur.

A. — Les ressources naturelles canadiennes

On a examiné, dans les trois premiers chapitres de ce rapport, les « réserves » canadiennes d'hydroélectricité, de charbon, de pétrole et de gaz naturel: il ressortait de cette étude une impression de richesse extraordinaire, mais aussi de sous-exploitation de cette richesse à cause des immenses étendues qui séparent les centres de production éventuels des centres de consommation actuels.

D'après la seule considération des réserves, il serait très facile, en 1975, d'extraire 66 millions de tonnes de charbon du sous-sol canadien. En ce qui concerne le pétrole, les réserves prouvées (2,2 milliards de barils) permettraient seulement une extraction de 100 millions de barils par an jusqu'en 1975, mais il est vraisemblable que l'on découvrira très rapidement de nouveaux gisements qui risquent de multiplier plusieurs fois ce montant actuel des réserves prouvées. Il en va exactement de même pour le gaz naturel. Quant à l'hydroélectricité, elle est, contrairement à ce qu'on pourrait croire, la source d'énergie qu'on aurait le plus de difficultés à développer pour lui faire rejoindre le niveau de consommation prévu pour 1975: le total des ressources hydroélectriques (50 millions de chevaux) permettrait à peine une production de 180 à 200 milliards de kilowatt-heures. Si l'on tient compte du fait que nombre de ces ressources sont pour l'instant hors d'atteinte, on voit mal comment le Canada pourra produire 158 milliards de kilowatt-heures en 1975.

Néanmoins, malgré cette légère incertitude, il est permis de penser que le Canada pourra, en 1975, satisfaire lui-même sa consommation toujours croissante. En outre, au cas où la production de pétrole ou de charbon s'avérerait insuffisante, il restera très vraisemblablement bien des possibilités d'importation pour combler un déficit qui pourrait n'être qu'assez faible.

En réalité, les chances de succès dépendent essentiellement des possibilités de mise en valeur de ces ressources.

B. — La mise en valeur des ressources.

Dans un pays à structure économique libérale, cette mise en valeur est réalisée automatiquement, selon le principe capitaliste de la rentabilité.

Comme nous l'avons vu, le Canada dispose de grandes ressources naturelles, dont l'exploitation est ralentie par le coût du transport des matières premières, en raison d'un déséquilibre géographique entre leur situation et les centres de consommation.

Il semble donc que si le Canada veut mettre en valeur d'une façon économique ses ressources énergétiques, il doit s'orienter vers une plus grande industrialisation des régions possédant ces ressources.

D'ailleurs, c'est la voie dans laquelle ce pays s'est déjà engagé. Cette industrialisation s'est notamment développée depuis 1947 dans l'Alberta et la côte du Pacifique, à la suite des découvertes importantes de pétrole dans l'Ouest.

***

S'il est difficile de déterminer les tendances à long terme, on peut aisément définir les tendances à court terme, en fonction des programmes d'investissement établis par les diverses industries.

a) *L'électricité.*

On prévoit pour 1955 une capacité installée de 13,2 millions de kilowatts et, pour 1960, une capacité de 15 millions de kilowatts.

Sur ce dernier total, 2,25 millions de kilowatts seraient équipés en thermique.

Les installations thermiques représenteraient ainsi 15 p. 100 du total en 1960 contre 5 p. 100 environ pour 1950. Il y a plusieurs raisons à ce développement du thermique au Canada: tout d'abord le problème du transport, déjà évoqué; ensuite l'équipement des ressources hydrauliques dans l'Ontario, qui est le plus gros centre de consommation.

La commission hydroélectrique de cette province estime que, dans dix ou douze ans, au plus tard, tout l'accroissement de la consommation d'électricité devra être de source thermique.

Il est très difficile de connaître exactement le montant des investissements qui seront consacrés dans les prochaines années au développement de la production électrique canadienne. On peut cependant escompter un montant annuel de l'ordre de 300 millions de dollars d'investissements nouveaux jusqu'en 1960.

b) *Le charbon.*

Si monsieur Brian n'envisage pas d'accroissement de la consommation de charbon avant 1965, il compte sur une augmentation de plus de 20 millions de tonnes entre cette dernière date et 1975. Au cas où cette consommation nouvelle ne serait pas réalisée dans les régions productrices, il faudrait demander aux importations de fournir ces 20 millions de tonnes, à moins que le Gouvernement préfère augmenter son aide au transport du charbon.

c) *Le pétrole.*

En raison du développement très rapide de cette industrie qui est neuve au Canada, il est difficile de prévoir un taux annuel moyen d'investissement jusqu'en 1960. On peut cependant estimer, sur la base des investissements de 1953, que cette industrie investira 2.500 millions de dollars jusqu'en 1960, tant pour l'exploration et le développement (75 p. 100 des dépenses environ) que pour le transport et le raffinage.

d) *Le gaz naturel.*

On estime que 4.000 puits seront forés d'ici 1960 (1): en tenant compte d'une moyenne de 100.000 dollars par puits, on peut évaluer à 400 millions de dollars les dépenses canadiennes pour le forage, dont la moitié serait fournie par l'industrie du gaz elle-même. A la même date, 400 millions de dollars auront probablement été dépensés pour la construction de pipe-lines (2) et 200 millions pour l'amélioration et l'établissement d'un meilleur réseau de distribution dans les principaux centres de consommation.

En définitive, on peut prévoir un total d'investissements de 800 milliards de dollars au moins, dont 25 p. 100 seront consacrés à l'exploration et au développement, 50 p. 100 au transport et

(1) Ces 4.000 puits permettraient de découvrir un montant de réserves de l'ordre de 230 milliards de mètres cubes.

(2) Deux projets surtout sont à l'étude: le premier alimenterait en gaz de l'Alberta le Nord-Ouest des Etats-Unis (Vaucouver-Portland): capacité annuelle: 2 milliards de mètres cubes; coût: 93 millions de dollars; le second, plus problématique à cause de la concurrence du gaz du Texas, traverserait tout le Canada jusqu'à l'Ontario et au Québec: capacité: 3,6 à 5,4 milliards de mètres cubes par an; coût: 253 millions de dollars.

25 p. 100 à la distribution. Mais ces dépenses sont subordonnées aux possibilités de transport économique, qui sont discutables, surtout vers le marché de l'Est canadien.

***

On voit donc que, dans tous les domaines sauf dans celui du charbon, des programmes considérables d'expansion existent. On peut estimer qu'en 1960 au moins 5 milliards de dollars auront été investis pour développer la production.

§ 3. — L'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire.

Plusieurs courants d'opinion se sont affirmés au Canada en faveur de l'utilisation industrielle de l'énergie atomique.

Les dirigeants de la commission hydro-électrique de l'Ontario nous ont déclaré qu'ils étudiaient actuellement les possibilités de cette source nouvelle d'énergie, en raison du fait qu'ils ont déjà équipé 60 à 70 p. 100 de leurs sites hydrauliques.

Le problème qui se pose est de savoir si l'énergie nucléaire sera compétitive dans un proche avenir, lorsque le Canada devra recourir à une production de source thermique.

Le National Research Council, animé par le docteur Mackenzie, se préoccupe depuis quelques années d'en apprécier les possibilités industrielles.

Il se consacre exclusivement à cette tâche. Son expérience, qui ne date que de quelques années, place le Canada parmi les pays qui font les plus gros efforts dans ce domaine.

Les deux réacteurs canadiens qui fonctionnent actuellement et qui sont tous deux situés à Chalk River, dans l'Ontario, sont de taille modeste. La Zeep (Zero Energy Experimental Pile) a une puissance de quelques watts seulement. Elle fonctionne depuis septembre 1945. Le second réacteur, appelé NRX sert exclusivement aux recherches physiques, chimiques et biologiques, bien que sa puissance soit de 10.000 kW.

Une troisième pile (N. R. U.) est actuellement en construction. Elle entrera en fonctionnement en 1956 et sera la première de taille industrielle de 200 à 300.000 kW, qui permettra de procéder à toutes les expériences et recherches nécessaires.

Ces études techniques et économiques sont effectuées en liaison avec la commission hydro-électrique de l'Ontario, qui participe à la construction de ce réacteur.

Le Canada espère ainsi, dans cinq ou dix ans, construire des centrales nucléaires, qui seront concurrentielles avec les centrales thermiques, avec un prix de revient du kWh de 0,7 à 0,8 cent.

Les techniciens pensent que le seul moyen de parvenir à réaliser une usine rentable est de la construire grande. Mais auparavant, des progrès techniques sont indispensables et ne peuvent résulter que d'une expérience pratique.

ANNEXE I

Consommation et échanges d'électricité par province en 1951 (1).

(En milliers de kWh.)

PROVINCES	IMPORTATIONS			EXPORTATIONS			IMPORTATIONS moins exportations.	PRODUCTION commercialisée totale.	CONSOMMATION totale.
	Des U.S.A.	D'autres provinces.	Total.	Vers les U.S.A.	Vers d'autres provinces.	Total.			
Colombie britannique ...	7.677	3.550	11.227	188.248	10.932	299.180	— 287.953	2.723.454	2.535.501
Yukon et N. W. T. (3) ..	»	»	»	»	»	»	»	63.794	63.794
Alberta	299	10.932	11.231	»	3.550	3.550	+ 7.681	996.945	1.004.626
Saskatchewan	99	764	863	»	483.608	483.608	— 482.745	978.773	496.028
Manitoba	664	483.608	484.272	6	764	770	+ 483.502	2.564.537	3.048.039
Ontario	»	5.704.240	5.704.240	(2) 2.134.731	6.538	2.141.269	+ 3.562.971	15.985.056	19.548.027
Québec	215	6.538	6.753	(2) 2.976	5.713.787	5.716.763	— 5.710.010	29.690.086	23.980.076
Nouveau Brunswick.......	2	15.776	15.778	49.561	»	49.561	— 33.783	756.087	722.304
Nouvelle Ecosse.........	»	»	»	»	6.229	6.229	— 6.229	887.908	881.679
Ile du Prince Edward......	»	»	»	»	»	»	»	32.768	32.768
Terre-Neuve	»	»	»	»	»	»	»	172.436	172.436
Total pour le Canada.	8.956	»	»	2.375.522	»	»	— 2.366.566	54.851.844	52.485.278

(1) Il s'agit uniquement de l'électricité vendue par les centrales électriques.

(2) Les exportations d'énergie électrique en provenance de l'état de Québec vers les Etats-Unis sont attribuées à l'Ontario parce qu'elles ont été faites par l'intermédiaire de son territoire.

(3) N. W. T.: territoires du Nord-Ouest.

Source: Dominion Bureau of Statistics « Central Electric Station 1951 ».

ANNEXE II

Consommation d'électricité par secteur et par province (1).

(En milliers de kWh.)

PROVINCES	CONSOMMATION commercialisée	USAGES domestiques.	ÉCLAIRAGE commercial.	PETITE force motrice.	GROSSE force motrice.	ÉNERGIE municipale.	ÉCLAIRAGE des rues.	SERVICE gratuit.	PERTES
Colombie britannique ...	2.535.501	690.904	337.972	280.930	843.002	4.336	32.930	1.738	343.689
Yukon et N. W. T.	63.794	2.677	2.147	977	47.536	5.969	248	528	3.712
Alberta	1.004.626	199.287	137.446	70.244	441.030	21.903	16.107	5.585	113.024
Saskatchewan	496.028	152.010	84.000	41.000	104.272	14.307	11.058	233	89.048
Manitoba	3.048.039	759.478	198.226	81.340	1.533.834	129.769	28.005	576	316.811
Ontario	19.548.027	4.148.661	1.446.862	297.319	10 276.500	418.087	149.186	8.311	2.803.071
Québec	23.980.076	1.434.277	786.458	150.434	19.464.768	190.779	63.428	52.383	1.837.549
Nouveau-Brunswick	722.304	110.734	55.750	33.270	453.146	4.224	7.975	546	56.759
Nouvelle-Ecosse	881.679	168.349	76.959	78.380	425.493	4.170	8.527	698	119.403
Ile du Prince-Edward	32.768	11.479	10.063	808	4.917	753	251	134	4.093
Terre-Neuve	172.436	48.258	16.618	6.388	76.729	936	2.737	616	20.158
Canada	52.485.278	7.726.114	3.152.501	1.041.020	33 670.927	795.233	320.722	71.444	5.707 317

(1) Il s'agit uniquement de l'électricité vendue par centrales électriques.

Source: Dominion Bureau of Statistics « Central Electric Stations 1951 ».

ANNEXE III

Nombre d'usagers par secteur et par province en 1951.

PROVINCES	NOMBRE TOTAL d'usagers.	SERVICE domestique.	ÉCLAIRAGE commercial.	PETITE FORCE motrice.	GROSSE FORCE motrice.	ÉNERGIE municipale.	ÉCLAIRAGE des rues.
Colombie britannique.....	344.702	291.165	46.110	6.138	1.114	2	105
Yukon et N. W. T........	2.393	1.836	407	104	36	5	5
Alberta	185.794	143.962	30.617	8.964	1.699	197	355
Saskatchewan	126.752	99.260	22.735	3.734	484	34	505
Manitoba	194.168	157.795	24.697	5.777	5.142	8	449
Ontario	1.325.634	1.162.711	140.174	17.179	4.328	555	687
Québec	912.634	820.705	104.392	13.591	2.634	223	1.289
Nouveau Brunswick......	115.289	101.151	12.372	1.477	178	22	89
Nouvelle Ecosse.........	150.658	128.322	18.033	3.877	311	15	100
Ile du Prince Edward....	12.952	10.624	2.233	60	13	4	18
Terre-Neuve	38.574	34.457	3.562	421	121	3	10
Canada	3.439.750	2.951.988	405.332	61.322	16.360	1.091	3.657

(1) Il s'agit uniquement de l'électricité vendue par les centrales électriques.
Source: Dominion Bureau of Statistics « Central Electric Stations 1951 ».

ANNEXE IV

Frais et recettes d'exploitation des houillères canadiennes par tonne courte de charbon marchand extrait (1950).

DÉSIGNATION	NOUVELLE-ÉCOSSE		NOUVEAU BRUNSWICK		SASKATCHEWAN		ALBERTA charbon domestique.		ALBERTA sous-bitumineux.		ALBERTA bitumineux.		COLOMBIE britannique.		Total. CANADA	
	$	Pourcentage.	$	Pourcentage.	$	Pourcentage.	$	Pourcentage.	$	Pourcentage.	$	Pourcentage.	$	Pourcentage.	$	Pourcentage.
A. — *Frais d'exploitation.*																
Frais directs:																
Main-d'œuvre (1)..	5,22	63	4,30	59,5	0,72	44,7	3,14	65	3,37	63,7	3,53	62,9	4,27	66,1	3,79	62,9
Autres (2).........	1,57	18,9	1,37	19,0	0,41	26,2	0,74	15,3	1,10	20,9	1,26	22,5	0,98	15,2	1,15	19,0
Frais indirects (3)....	0,12	1,4	0,10	1,4	0,05	3	0,09	1,9	0,15	2,8	0,15	2,7	0,18	2,8	0,12	2,0
Frais généraux (4)....	1,09	13,2	0,60	8,3	0,29	18	0,50	10,3	0,34	6,3	0,31	5,6	0,66	10,2	0,65	10,8
Réserves pour dépréciation et épuisement..	0,29	3,5	0,85	11,8	0,13	8,1	0,36	7,5	0,33	6,3	0,36	6,3	0,37	5,7	0,32	5,3
Totaux.........	8,29	100	7,22	100	1,61	100	4,83	100	5,29	100	5,61	100	6,46	100	6,03	100
B. — *Recettes.*																
Total.............	8,55		7,27		1,98		5,26		5,44		5,83		6,90		6,33	
C. — *Bénéfice*	0,26		0,05		0,37		0,43		0,15		0,22		0,44		0,30	
Tonnes courtes de charbon extrait......	6.322.377		506.575		2.114.106		3.415.866		829.797		3.487.266		1.535.062		18.211.049	
Tonnes extraites par jour-homme	2,26		2,25		23,99		4,66		4,11		4,39		3,06		3,41	

(1) Comprennent à la fois les frais de main-d'œuvre proprement dits et les indemnisations d'accidents du travail.
(2) Comprennent les frais d'entreposage, de matériel, d'énergie et de redevances.
(3) Comprennent les assurances, impôts et loyers.
(4) Comprennent les intérêts aux obligataires, les frais d'administration et de distribution.
Source: Office fédéral du charbon 1952.

ANNEXE V

La production de pétrole au Canada de 1942 à 1951.

(En tonnes métriques.)

PROVINCES	1942	1943	1944	1945	1946	1947	1948	1949	1950	1951
Territoires du Nord-Ouest	10.382	26.541	167.626	47.283	21.285	30.749	48.019	21.305	25.579	31.157
Alberta	1.385.900	1.315.278	1.195.529	1.093.121	977.798	927.463	1.491.510	2.751.701	3.773.721	6.289.778
Saskatchewan	»	»	»	1.969	16.255	73.976	116.324	107.149	142.616	171.134
Manitoba	»	»	»	»	»	»	»	»	»	1.465
Ontario	19.700	18.149	17.132	15.524	16.860	17.972	24.245	35.708	34.336	27.009
Nouveau-Brunswick	3.848	3.360	3.191	4.129	3.916	3.168	2.928	2.677	2.348	2.130
Totaux	1.419.830	1.363.328	1.383.478	1.162.026	1.039.114	1.053.328	1.683.026	2.918.540	3.978.600	6.522.673

Source: Dominion Bureau of Statistics, Départment of Trade and Commerce: the crude Petroleum Industry 1951.

ANNEXE VI

Pétrole brut reçu par les raffineries canadiennes en 1952, comparaison avec 1951.

(En tonnes métriques.)

PROVENANCE	MARITIMES et Québec.	ONTARIO	MANITOBA	SASKATCHEWAN	ALBERTA et territoires de N. W.	COLOMBIE britannique	TOTAL du Canada 1952.	TOTAL du Canada 1951.
Alberta	»	2.717.542	838.611	1.628.561	2.523.003	69.707	7.777.424	6.234.624
Manitoba	»	»	830	1.372	»	»	2.203	»
Saskatchewan	»	»	»	50.306	177.690	»	227.997	171.382
Ontario	»	26.319	»	»	»	»	26.319	26.927
Territoires du N. W.	»	»	»	»	33.813	»	33.813	30.891
Total du pétrole canadien reçu....	»	2.743.861	839.442	1.680.240	2.734.507	69.707	8.067.757	6.463.825
Etats-Unis	273.493	1.573.113	3.979	»	»	896.850	2.747.435	2.887.338
Venezuela	6.941.852	14.048	»	»	»	»	6.955.900	6.187.612
Trinidad	»	283.819	»	»	»	»	283.728	265.930
Mexique	44.116	»	»	»	»	»	44.117	»
Arabie	1.143.817	»	»	»	»	»	1.147.927	1.838.200
Bornéo	»	»	»	»	»	117.777	117.777	176.966
Equateur	»	»	»	»	»	»	»	32.935
Total du pétrole étranger reçu.....	8.407.388	1.870.899	3.979	»	»	1.014.627	11.296.893	11.388.982
Total reçu en 1952.............	9.503.278	4.614.760	843.420	1.680.240	2.734.507	1.084.334	19.364.451	»
Total reçu en 1951.............	8.089.678	4.081.971	639.823	1.253.625	2.367.012	1.102.888	»	17.715.821

CINQUIEME PARTIE

La Grande-Bretagne.

SOMMAIRE

	Pages.
INTRODUCTION	66
CHAPITRE Ier. — *Aperçu sur la situation énergétique de la Grande-Bretagne*	66
CHAPITRE II. — *Le charbon:*	
§ 1er. — Localisation et réserves	67
§ 2. — Conditions d'exploitation	67
§ 3. — Production et échanges	68
§ 4. — Prix de revient	69
§ 5. — Conditions de travail	69
§ 6. — Consommation intérieure	70
§ 7. — Perspectives d'avenir	70
CHAPITRE III. — *Le coke et le gaz:*	
§ 1er. — Le coke	70
§ 2. — Le gaz	71
CHAPITRE IV. — *L'électricité:*	
§ 1er. — Organisation juridique de l'industrie	72
§ 2. — Disponibilités	72
§ 3. — Distribution	73
§ 4. — Consommation	73
§ 5. — Prix	74
CHAPITRE V. — *Le pétrole*	74
CHAPITRE VI. — *Bilan de l'énergie:*	
§ 1er. — Consommation totale d'énergie	74
§ 2. — Consommation d'énergie par secteur	75
§ 3. — Avenir de la consommation	75
CHAPITRE VII. — *Les investissements:*	
§ 1er. — Le charbon	76
§ 2. — Le gaz	76
§ 3. — L'électricité	76
CHAPITRE VIII. — *L'énergie nucléaire:*	
§ 1er. — Aspect économique	77
§ 2. — Aspect technique et utilisations	77
§ 3. — Aspect financier	77

INTRODUCTION

La mission consacrée à la Grande-Bretagne a eu lieu les 5, 6, 7 et 8 janvier 1954.

La mission tient à exprimer sa très vive gratitude à l'ambassade de France à Londres, qui a apporté son entier concours à l'organisation et à l'exécution de cette mission.

Elle tient à exprimer sa reconnaissance aux personnalités britanniques des secteurs public et nationalisé qui lui ont réservé un accueil chaleureux et fourni spontanément tous les renseignements qu'elle souhaitait.

La mission en Grande-Bretagne était composée de:

Chef de la mission: M. Mayolle.

Membres: MM. Le Brun, Levieux, Uchard, Taïx.

Elle était accompagnée de M. Kespi, chargé de mission au Conseil économique.

Le programme de la mission était le suivant:

Mardi 5 janvier 1954:

Dix heures quinze:

Réunion au ministère des combustibles et de l'énergie avec Sir Laurence Watkinson, secrétaire général adjoint du ministère;

M. Philip Chantler, conseiller économique;

M. P. Gottlieb, sous-directeur des affaires économiques;

M. P.-M. Murray, directeur de l'électricité.

Onze heures trente:

Visite de l'exposition permanente de l'industrie du gaz et de l'usine à gaz de Fulham, dépendant du « North Thames Gas Board ». Et entretiens avec:

M. Michael Milne-Watson, président du Board;

M. F.-M. Burks, vice-président du Board;

M. le docteur Burn, ingénieur en chef de l'usine.

Seize heures trente:

Réunion au siège du « Gas Council », avec:

Sir Harold Smith, président;

M. Henry Jones, vice-président.

Mercredi 6 janvier:

Dix heures:

Visite de la centrale électrique de Battersea et conférence avec les dirigeants de la British Electricity Authority:

Lord Citrine, président;

Ernest Long, directeur;

H.-V. Pugh, contrôleur de la division de Londres;

C.-E. Verity, ingénieur en chef adjoint de la centrale de Bettersea.

Quinze heures:

Réunion au siège du « National Coal Board », avec:

Sir Hubert Houldsworth, président;

Major général Sir Cecil Smith, secrétaire général;

M. E.-F. Schumacher, conseiller économique;

M. W.-H. Sales, membre du M. C. B., chargé des questions du travail.

Jeudi 7 janvier:

Visite des Charbonnages de Chislet, Bassin du Kent (South-Eastern Division) et entretiens au siège de la division avec:

Amiral Woodhouse, président de la division;

E.-L. Chivarton, directeur de la production;

G.-L. Iurgger, directeur du travail;

H.-H. Partridge, directeur commercial;

G.-G. Davies, secrétaire de la division.

Vendredi 8 janvier:

Neuf heures:

Conférence avec Sir John Cockcroft, directeur de l'Atomic Energy Research Establishment, Ministry of Supply.

Dix heures trente:

Conférence à l'ambassade de France, avec:

M. Libersart, conseiller commercial;

M. Burthe-Mique, conseiller commercial adjoint;

M. Apostol, attaché.

CHAPITRE Ier

Aperçu sur la situation énergétique de la Grande-Bretagne.

La Grande-Bretagne est une des premières puissances industrielles, avec une consommation annuelle d'énergie de plus de 230 millions de tonnes d'équivalent-charbon, soit 4,6 tonnes par habitant. Elle a la plus forte consommation d'énergie en Europe occidentale, par pays et par habitant.

Ce premier rang en Europe occidentale, l'Angleterre le doit à ses énormes richesses en charbon, qui constituent plus de 99 p. 100 de sa production d'énergie.

En effet, sa production d'hydroélectricité est très faible et localisée presque exclusivement en Ecosse.

Elle a atteint 2,4 milliards de kilowatt-heures en 1952, soit 3 p. 100 de la production totale d'électricité. La production de pétrole est également très faible et n'a représenté, cette même année, que 174.000 tonnes, soit 0,8 p. 100 de sa consommation totale de pétrole brut.

Un second trait caractérise la situation énergétique de la Grande-Bretagne. Alors que, durant plusieurs décades, elle avait une balance énergétique largement excédentaire, grâce à ses exportations de charbon aux quatre coins du monde (73 millions de tonnes en 1913, 47 millions de tonnes en 1937), celle-ci est maintenant déficitaire.

Si elle a exporté 15 millions de tonnes de charbon et 1,5 million de tonnes de coke en 1952, elle a importé environ 18 millions de tonnes de pétrole brut pour sa consommation intérieure. Son déficit énergétique a été, en 1952, de l'ordre de 6 millions de tonnes. Ainsi, le charbon représente 90 p. 100 de l'énergie primaire consommée par la Grande-Bretagne.

Ce renversement de tendance est dû à deux causes. D'une part une réduction de la production, qui est passée de 292 millions de tonnes en 1913 à 230 millions en 1938, et s'est stabilisée à ce niveau, si l'on excepte les mauvaises années de la guerre et de l'immédiat après-guerre.

D'autre part, une consommation totale d'énergie qui marque une tendance à l'augmentation appréciable par rapport à l'avant-guerre (202 millions de tonnes en 1937), mais très faible par rapport à certaines années record, telles que 1913 (227 millions de tonnes), si l'on ne tient pas compte de l'amélioration des rendements d'utilisation.

Un troisième trait caractéristique est la nationalisation, après la guerre, du secteur de l'énergie, sauf l'industrie du pétrole.

De ce fait, le Gouvernement britannique accorde une priorité aux investissements nécessaires à ces industries nationalisées.

Malgré sa grande richesse charbonnière, la Grande-Bretagne souffre d'une pénurie d'énergie, en raison des difficultés qu'elle rencontre pour en développer l'exploitation, par suite de l'insuffisance du recrutement des mineurs.

Il ne semble pas que la politique de modernisation et de mécanisation mise en œuvre permettra un accroissement notable de la production dans un proche avenir. Alors qu'une commission spécialisée a estimé que la demande de charbon, tant pour la consommation intérieure que pour l'exportation, atteindrait 250 à 260 millions de tonnes en 1960-1965, le *National Coal Board* ne prévoit pour ces dates qu'une production de 240 millions de tonnes.

Aussi la Grande-Bretagne a-t-elle fait de gros efforts pour étudier les possibilités d'utilisation de l'énergie nucléaire. Il semble que les premières réalisations industrielles pourraient intervenir dans un délai de dix à quinze ans et que l'énergie nucléaire fournirait un appoint appréciable, de l'ordre de 9 p. 100 de la production totale d'énergie dans vingt à trente ans.

CHAPITRE II

LE CHARBON

La Grande-Bretagne, avec une production de plus de 200 millions de tonnes de charbon, est le troisième producteur mondial. Cette industrie revêt en Angleterre une importance particulière, car elle est depuis le XIXe siècle, la base de toute sa vie économique et de sa puissance industrielle.

§ 1. — Localisation et réserves.

Les ressources anglaises de charbon sont à la fois considérables et réparties assez uniformément puisque les gisements couvrent 12 p. 100 du territoire anglais et 5 p. 100 du territoire écossais.

Le montant total des réserves, de l'ordre de 200 milliards de tonnes, ne donne aucune inquiétude quant à l'avenir.

Un calcul fait en 1946 par le « Fuel Research Board » et portant sur les réserves susceptibles d'être exploitées dans les cent prochaines années à un rythme de production annuel de 200 millions de tonnes, donne la répartition suivante de ces 20 milliards de tonnes par qualités de charbon:

Réserves exploitables par qualités: 1942-2042.

CATEGORIES	TENEUR en matières volatiles.	MILLIONS de tonnes.	POURCENTAGE du total.
	P. 100.		
Anthracite	— 10	704,6	3,4
Charbon (semi-gras)	10-20	1.861,9	9,1
Charbon à coke (gras) ..	20-30	1.556,2	7,6
Charbon à gaz (gras)	30-37	7.402,3	36,1
Charbon flambant (gras).	+ 37	2.894,4	14,1
Charbon flambant (sec) .	+ 37	5.634,1	27,5
Non classé	»	446,9	2,2

Source: « Survey of Coal reserves and production » 1946.

On constate l'abondance des charbons de moins bonne qualité par rapport à l'anthracite (3,4 p. 100) au charbon demi-gras (9,1 p. 100) et au charbon à coke (7,6 p. 100).

Si maintenant on répartit ces 20 milliards de tonnes par régions, on s'aperçoit que de nombreux bassins perdront de leur importance au cours des cent prochaines années.

C'est le cas notamment du Lancashire et des Midlands orientales.

En revanche, devront contribuer davantage à la production: les bassins d'Ecosse et du Pays de Galles, dont l'importance des réserves justifierait une production plus forte qu'elle n'est actuellement.

Comparaison des réserves et de la production 1953, par région.

REGIONS	RESERVES en millions de tonnes.	POURCENTAGE des réserves du total.	POURCENTAGE du total de la production en 1953.
Ecosse	2.373	11,86	10,8
Nord	1.465,4	7,32	6,3
Durham	2.429,1	12,14	12,2
Nord-Est (Yorkshire)	4.290,9	21,85	21,3
Nord-Ouest (Lancashire).	997,4	4,98	7,3
Midlands Orientales	2.864,4	14,32	21,0
Midlands Occidentales ..	1.967,1	9,83	8 5
Sud-Ouest (Galles)	3.759,7	18,79	11,8
Sud-Est	353	1,76	0,8
Total	20.000	100	100

Source: Survey of Coal Reserves.

§ 2. — Conditions d'exploitation.

A. — Conditions géologiques

Les bassins anglais présentent des conditions d'exploitation généralement bonnes.

Pendant longtemps, des veines abondantes, épaisses et régulières, affleurant en maints endroits à la surface du sol, en rendirent l'exploitation extrêmement facile.

Si ces gisements d'une richesse exceptionnelle ont permis à la Grande-Bretagne d'être le premier pays doté d'une puissante industrie houillère, elle subit aujourd'hui le contre-coup de son avance. Elle a épuisé ses veines les plus épaisses et les mieux accessibles et doit chercher son charbon dans des conditions plus difficiles.

Cette évolution est illustrée par le tableau suivant:

Epaisseur et profondeur des veines.

VEINES	PRODUCTION en pourcentage du total. 1913.	1924.	1944.	PROFONDEUR moyenne en 1944 (en mètres).
De moins de 60 centimètres..	3,5	4,6	3,7	208
De 60 à 90 centimètres....	15,3	17,6	22	288
De 90 à 120 centimètres....	26,5	26,9	29,3	379
De 120 à 150 centimètres....	25,6	23,9	24,2	432
De 150 à 180 centimètres....	17,5	17,0	12,7	470
Plus de 180 centimètres......	11,6	10,0	8,1	497

Source: N. C. B., rapport de 1948.

Il faut signaler que la Grande-Bretagne détient quelques mines à ciel ouvert, dont la production représente environ 5 p. 100 du total

B. — Conditions techniques

Depuis la première guerre mondiale, les charbonnages britanniques souffrent d'un retard technique sensible par rapport aux autres pays industriels. Les méthodes d'extraction n'ont pas évolué en fonction des perfectionnements modernes de l'outillage; elles en ont, au contraire, bien souvent retardé l'application.

La deuxième guerre mondiale n'a pas apporté de progrès notable dans la modernisation de l'outillage; la proportion du charbon abattu mécaniquement passait seulement de 59 p. 100 en 1938 à 75 p. 100 en 1947, contre 89 p. 100 aux U. S. A. Le pourcentage transporté mécaniquement passait en même temps de 54 p. 100 à 75 p. 100, mais on comptait encore un homme occupé au transport

par 5 tonnes produites, contre un par 20 tonnes en Hollande et un par 50 tonnes aux Etats-Unis; de plus, 21.000 chevaux étaient encore employés dans le sous-sol.

Quant au chargement, il continuait essentiellement à être effectué par pelles à mains.

Aussi, les effectifs sont-ils très importants: 719.000 au 12 juillet 1952, dont 558.000 mineurs de fonds. Le rendement par poste-fond est moyen, relativement aux autres pays d'Europe:

	Premier semestre 1952. — Tonnes.	Soit, par jour. — Tonnes.
Pays-Bas	213,0	1,634
Sarre	204,9	1,600
Grande-Bretagne	197,3	1,613
Allemagne occidentale	194,8	1,500
France	166,6	1,351
Belgique	128,5	1,051

Il est à noter que le rendement n'avait fait que diminuer de 1935 (1,533 tonne par jour) à 1945 (1,350 tonne par jour). Il remonte régulièrement depuis.

On trouve les rendements les plus élevés dans les Midlands Orientales et les plus bas dans le Pays de Galles.

D'ailleurs, le problème de la main-d'œuvre se pose en Angleterre de façon aiguë, comme on nous l'a indiqué à plusieurs reprises au cours de notre mission. L'accroissement trop lent de la productivité ne suffit pas, en effet, à compenser la diminution des effectifs. Alors qu'en 1938, l'industrie houillère employait plus de 780.000 personnes, en 1950, ce chiffre n'était plus que de 697.000 et remontait à 719.000 à peine en 1952.

Le recrutement des jeunes est, en effet, de plus en plus difficile. Nous examinerons ce problème plus particulièrement, lorsque nous évoquerons la formation de la main-d'œuvre.

En outre, la production est influencée par la moyenne hebdomadaire de travail qui est de 4,5 à 5 jours par homme.

C. — Conditions juridiques et économiques

La loi de nationalisation des houillères de 1946 a confié leur gestion au National Coal Board.

Le résultat de cette nationalisation a été double:

D'une part, la fusion de centaines d'entreprises indépendantes en un seul organisme;

D'autre part, l'octroi par le Gouvernement d'une priorité sur les autres entreprises pour obtenir les investissements nécessaires à leur modernisation.

Le National Coal Board (N. C. B.) dispose ainsi des moyens matériels et financiers nécessaires à la réalisation de sa politique économique qui s'exerce dans trois directions: accroître la production, abaisser les prix de revient, accroître la productivité.

Toutefois, les dirigeants du N. C. B. nous ont bien précisé que si l'industrie charbonnière n'est pas actuellement plus développée, ce n'est pas par suite d'une insuffisance de capitaux, mais d'une insuffisance de personnel qualifié de toutes catégories.

La politique financière du National Coal Board est de réaliser un équilibre parfait des recettes et des dépenses, sans bénéfices, ni pertes.

Comme il est difficile de réaliser l'équilibre financier de chaque bassin, dont les plus anciens ont évidemment des coûts d'exploitation plus élevés que les modernes, le but du National Coal Board est de réaliser l'équilibre financier de l'ensemble de l'industrie charbonnière.

L'état du marché du charbon permettrait aisément une augmentation d'une livre sterling par tonne de charbon, mais le National Coal Board est hostile au principe de toute augmentation du prix de vente du charbon.

Le National Coal Board est dirigé par un conseil comprenant un président et 8 à 11 membres désignés par le ministre de l'énergie et des combustibles. Leur mandat est de cinq ans, mais ils peuvent être révoqués à tout moment. A côté de l'organisme de direction se trouvent deux conseils chargés de défendre les intérêts des consommateurs, l'un pour le charbon domestique, l'autre pour le charbon industriel.

Le rôle du National Coal Board est de guider, contrôler et coordonner la gestion des divisions régionales.

Les circonscriptions minières ont, en effet, été réparties en neuf divisions régionales, correspondant aux bassins houillers et organisées de la même manière que l'administration nationale.

Le National Coal Board, comme toutes les corporations publiques, a une très large autonomie de gestion, notamment pour la direction technique des industries et sur le plan financier.

En ce qui concerne plus particulièrement les programmes d'investissements, ce sont les sociétés nationalisées qui établissent elles-mêmes leurs programmes et les soumettent au Gouvernement.

Le ministère des combustibles et de l'énergie et la trésorerie, qui doivent approuver ces programmes, n'en discutent pas le détail, mais uniquement les grandes catégories et le montant total des dépenses.

§ 3. — **Production et échanges.**

A. — Répartition

Le charbon se trouve partout et on trouve toutes les qualités de charbon.

Le centre de l'Angleterre est le mieux partagé: en 1953, les bassins du Yorkshire (21,3 p. 100 du total), du Lancashire (7,3 p. 100), des Midlands (29,5 p. 100) ont fourni 123 millions de tonnes, soit près des trois cinquièmes du total. Le Nord, également très riche avec les bassins d'Ecosse, du Northumberland, du Cumberland et de Durham, a produit 62 millions de tonnes, soit 29 p. 100 au total. Au Sud, on trouve le bassin du pays de Galles qui produit près de 12 p. 100 du total (25 millions de tonnes) et le petit bassin du Kent (0,8 p. 100 du total avec 1,7 million de tonnes). Ce bassin, dont nous avons pu visiter la mine de Chislet, a un équipement très moderne et est en voie de développement. Il représente un grand intérêt pour la région, dont il approvisionne de nombreuses industries. La mine visitée produit un excellent charbon pour les usines à gaz.

Notre mission a surtout été intéressée par la mécanisation très développée de cette mine, ce qui explique son rendement, qui est de 1.630 kilogrammes par homme de fond.

Aussi, dans ce pays, où les distances ne comptent pratiquement pas, ne se pose-t-il aucun problème de transport intérieur du charbon. Les industries utilisatrices sont installées, en général, sur les gisements les plus riches du Nord, du Centre ou du pays de Galles. Sans doute, en 1952, les chemins de fer ont-ils transporté 172 millions de tonnes de charbon (4 millions de tonnes seulement ont été transportées par voie d'eau et 24 millions par route), mais le trafic ne s'effectue jamais que sur de très courtes distances.

B. — Evolution

Depuis 1920, la production totale oscille autour de 220 millions de tonnes. Le maximum atteint se situe en 1913 (292 millions de tonnes). Après une évolution en dents de scie pendant tout le début du siècle, elle évolua peu de 1930 à 1939 (entre 210 et 248 millions de tonnes). La guerre amena une chute régulière de 1939 (235 millions de tonnes) à 1945 (186 millions de tonnes, minimum atteint). Depuis, on assiste à une remontée régulière, dont il est difficile de prévoir si elle se poursuivra. Les résultats (provisoires) de 1953 semblent, en effet, indiquer une très légère diminution par rapport à 1952.

Evolution de la production totale de 1913 à 1953.

(En millions de tonnes.)

1913	1920	1921	1923	1926 (1)	1929	1933	1939
292	233,2	165,9	280,4	128,3	262	210,4	235

1941	1943	1945	1947	1949	1951	1952	1953 (Prov.)
210	200	186	200,6	218,6	226,4	228,6	227,6

La Grande-Bretagne, qui était avant-guerre l'un des plus gros exportateurs de charbon du monde, voit maintenant sa production suffire à peine à la consommation intérieure et aux ventes aux navires étrangers:

Evolution des exportations (y compris le charbon de soute vendu aux navires étrangers) de 1937 à 1952.

(En millions de francs.)

1937	1938	1949	1950	1951	1952
52,9	47,1	19,3	17,8	11,7	15,3

Il est à noter que la Grande-Bretagne, qui n'avait jamais eu recours aux importations avant la guerre de 1939-1945, a vu entrer dans son territoire 1,24 million de tonnes de charbon étranger en 1951, et 0,33 en 1952.

Il y a donc une nette diminution des disponibilités, qui a une incidence, non seulement sur l'économie britannique, mais aussi sur celle des pays qui, traditionnellement, s'approvisionnaient en Grande-Bretagne.

Nous constaterons ci-après que cette insuffisance de production commande toute la politique d'investissements de cette industrie.

(1) 1926 fut une année de conflits sociaux aigus.

§ 4. — Prix de revient.

En 1952, la tonne de charbon extraite dans les mines souterraines revient aux houillères britanniques à 57 shillings, en moyenne, soit 2.850 F (1) contre 49 shillings (2.450 F) en 1951.

Si l'on considère le prix de revient par bassin, on constate d'assez grandes différences, qui semblent dues aux différences de rendement:

RÉGIONS	RENDEMENT par poste-jour.	PRIX DE REVIENT en shillings à la tonne.
Sud-Ouest	0,9	69
Durham	0,99	65
Sud-Est	1,13	65
Nord-Ouest	1,02	63
Nord	1,07	62
Ecosse	1,06	61
Midlands occidental	1,31	52
Nord-Est	1,32	51
Midlands occidental	1,79	43

Sur le chiffre moyen de 57 shillings, les frais de main-d'œuvre, à savoir les salaires et traitements, les congés payés, les indemnités pour accidents du travail, les pensions, les cotisations à la sécurité sociale représentent plus de 38 shillings, soit 1.900 F, soit les deux tiers. Le tableau ci-après donne le détail de ces dépenses.

Quant au charbon extrait à ciel ouvert, il revient à 49 shillings en moyenne, soit 2.450 F.

Dépenses et recettes totales et par tonne de charbon extraite.
(1952.)

	MINES SOUTERRAINES			MINES A CIEL OUVERT (*)		
Tonnage mis en vente.	212.215.721 tonnes.			9.346.036 tonnes.		
	Total en millions de livr. sterling	Répartition par tonne. Shil.	Répartition par tonne. Pence.	Total en millions de livr. sterling	Répartition par tonne. Shil.	Répartition par tonne. Pence.
Recettes	607,40	57	3	22,3	47	9,5
Dépenses.						
1° Salaires (y compris les allocations en nature)	352,4	33	2,5			
2° Congés payés	19,3	1	9,8			
3° Accidents du travail	3,7	»	4,2			
4° Sécurité sociale	7,7	»	8,6			
5° Autres dépenses de personnel	21,8	2	0,7			
6° Frais de matériel et de matières premières	105,6	9	11,5			
7° Energie	36	3	4,7			
8° Frais généraux	33,3	3	1,7			
9° Dépréciation	21,9	2	0,8			
Total des dépenses.	**601,7**	**56**	**8,5**	**23,3**	**49**	**11**
Profit ou perte	+ 5,7	+	6,5	— 1	— 2	1,5

(*) Le N. C. B. n'a pris en charge les houillères à ciel ouvert que le 1er avril 1952.

Source: Rapport du N. C. B. pour 1952.

(1) Le taux de change adopté est de 1.000 F pour 1 £.

§ 5. — Conditions de travail.

A. — Les salaires

Comme dans tous les pays miniers occidentaux, le salaire des mineurs a augmenté considérablement au cours des dernières années: de 1930 à 1952, il est passé de 79 p. 100 à 130 p. 100 du salaire industriel moyen. Il se monte actuellement, en moyenne, à 225 shillings par semaine (dont 9,5 en fournitures de charbon), soit environ 11.000 francs.

Il existe deux sortes de salaires:

Les salaires au rendement, qui sont déterminés, comme avant la nationalisation, par négociations locales;

Les salaires journaliers, dont les taux maxima sont déterminés à l'échelon national (par ajustement des taux d'avant guerre).

B. — Le régime des retraites

On a adopté comme règle générale d'accorder la retraite d'une façon individuelle à chaque mineur, en tenant compte de ses possibilités de travail et de son état de santé. Ce principe est valable aussi bien pour le personnel administratif et technique que pour les mineurs. Néanmoins, l'âge limite auquel on puisse prendre la retraite est fixé à soixante-cinq ans, sauf dans le Sud du Pays de Galles (soixante-dix ans).

Lorsque le mineur est à la retraite, il continue à percevoir une allocation-charbon (de 4,5 tonnes par an, au lieu de 8 à 15 lorsqu'il est en activité). Il perçoit également une pension; la gestion du fonds est assurée par le syndicat des mineurs et le *National Coal Board* participe à son financement. Ces pensions sont plus élevées que celle du régime national de sécurité sociale.

C. — Recrutement et formation professionnelle

Depuis de nombreuses années, les houillères ont à faire face à de grosses difficultés de recrutement, ce qui explique, d'une part, la stagnation de la production et, d'autre part, l'augmentation des salaires et des pensions. L'âge moyen des mineurs anglais est significatif à cet égard: quarante ans.

Des mesures ont été prises pour augmenter le nombre des logements disponibles, qui restent cependant insuffisants.

On essaie également de favoriser l'embauche de mineurs étrangers, mais celle-ci se heurte le plus souvent à une vive résistance des nationaux.

Un gros effort est fait également dans le domaine de la formation professionnelle: 20.000 hommes et 18.500 jeunes gens ont reçu la formation préliminaire en 1952 (contre 17.800 et 12.700 en 1951).

En ce qui concerne les ingénieurs des mines, on nous a indiqué que leur origine est double:

— Ceux qui ont été formés dans l'industrie charbonnière, après avoir gravi tous les échelons de la hiérarchie. Les charbonnages britanniques ont pour principe de permettre cette promotion à l'intérieur de leur industrie. A cette fin, ils organisent des cours avec dispense de travail;

— Ceux qui ont été formés dans des écoles et des universités. En effet, le N. C. B. accorde chaque année une centaine de bourses destinées pour moitié à son personnel et pour moitié aux élèves des écoles et des universités.

Ces bourses permettent aux candidats de suivre pendant trois ans les cours dans les écoles ou les universités, puis de suivre à nouveau pendant trois ans un entraînement pratique, organisé sous le contrôle du N. C. B. Après ces trois ans de formation pratique, ils peuvent être employés par l'industrie. Il faut d'ailleurs souligner que, jusqu'à présent, le N. C. B. n'a pu accorder, faute de candidats, que 60 à 70 bourses par an sur les 100 offertes.

Notons enfin qu'une douzaine d'universités ont un département minier.

D. — La sécurité dans les mines

Le contrôle de la sécurité dans les mines est triple:

a) Le gouvernement intervient en nommant des inspecteurs à la sécurité qui contrôlent l'exécution des mesures édictées par les charbonnages;

b) Les charbonnages ont créé deux séries d'organismes:

Des comités consultatifs aux différents échelons qui nomment des inspecteurs à la sécurité (les mineurs sont représentés dans ces comités consultatifs);

Des comités de sécurité aux différents échelons, qui comprennent des ingénieurs spécialement chargés de la sécurité;

c) Le personnel ouvrier peut nommer des inspecteurs ouvriers qui ont des pouvoirs d'enquête sur les questions de sécurité.

E. — Durée du travail

La durée hebdomadaire du travail dans les mines est de 40 heures: cinq jours à 7 heures 30, plus le temps de remontée. Le samedi, le travail est facultatif et payé au tarif des heures supplémentaires; la production du samedi représente environ 30 p. 100 environ de celle d'un jour normal.

Le nombre moyen de jours complets travaillés était de 244,4 en 1951, par mineur de fond et par an, contre 250 en 1938. En France, il était, la même année, de 242,6; en Allemagne: 266,2.

Le total des jours de travail perdus, par mineur de fond et par an, se décomposait comme suit, en 1951:

	Grande-Bretagne	France	Allemagne
	—	—	—
Fêtes légales	5,3	10,0	6,0
Congés annuels	4,8	19,7	16,6
Conflits du travail	0,5	2,0	0
Accidents	8,2	11,8	8,3
Raisons personnelles et maladies	29,7	22,7	27,3

On note la très courte durée des congés annuels (4,8 jours) et le nombre limitée des fêtes légales (5,3). Il est intéressant de noter qu'en Sarre, où la durée des congés annuels est de 23,6 jours et le nombre de fêtes légales de 12, le nombre de jours perdus pour motifs personnels ou pour maladies ne s'élève qu'à 14,4 (contre 29,7 en Grande-Bretagne).

§ 6. — **Consommation intérieure.**

Depuis le début du siècle, la consommation intérieure du charbon présente une assez grande stabilité en valeur absolue, avec néanmoins une certaine tendance à l'accroissement depuis 1938. Comme le montre le tableau suivant, on a assisté à une hausse de 10 p. 100 environ entre 1938 et 1942, puis à une baisse jusqu'à 1945, et, à nouveau, à un accroissement régulier jusqu'en 1951 (niveau record). Les résultats de 1952 et ceux (prévisionnels) de 1953 indiquent une très légère régression de l'ordre de 1 million de tonnes par an.

Cependant la tendance à l'augmentation n'est pas générale. Parmi les secteurs en augmentation, on trouve:

D'abord les centrales thermiques, dont la consommation a augmenté de 140 p. 100 en treize ans; on estime qu'elle augmentera encore de 80 p. 100 dans les dix prochaines années;

Ensuite les usines à gaz: 45 p. 100 d'augmentation; on prévoit encore un accroissement du même ordre (40 p. 100) d'ici 1962-1963;

Enfin les cokeries, avec un accroissement de 30 p. 100; celui-ci ne semble pas devoir être aussi important dans les dix prochaines années.

D'autres secteurs présentent une certaine stabilité, à savoir:

Les industries autres que la sidérurgie, qui consomment toujours environ 35 millions de tonnes par an; on attend cependant un accroissement sensible d'ici 1962;

Les chemins de fer, entre 13 et 15 millions de tonnes; la plupart des locomotives fonctionnent à la vapeur, avec des rendements variant de 2 à 9 p. 100; on pense que peu d'améliorations interviendront dans le rendement d'ici dix ans et l'on ne semble pas s'orienter vers l'emploi d'autres formes d'énergie.

On constate enfin une diminution dans:

La sidérurgie, dont la consommation a diminué de 35 p. 100 depuis 1941, malgré une augmentation de la production d'acier de plus de 30 p. 100;

Les usages domestiques, dont la consommation est de 19 p. 100 inférieure à celle de 1938, à cause de l'amélioration des rendements et de la concurrence du fuel, du gaz et de l'électricité; on pense cependant que le niveau d'avant guerre sera retrouvé dans dix ans, mais cette prévision paraît très discutable;

Les mines elles-mêmes, enfin, qui consomment 15 p. 100 de charbon en moins depuis 1938, avec une production équivalente.

On manque de précisions quant aux prix de vente au détail. Les grandes industries nationalisées (gaz, électricité) payent en moyenne le charbon, transport compris, 4 £ (4.000 francs) la tonne.

Evolution de la consommation intérieure de charbon, par secteur, de 1938 à 1952 et prévisions pour 1961-1965.

(En millions de tonnes longues.)

SECTEURS	1938	1942	1945	1948	1951	1952	PRÉVISIONS 1961-1965.
Usines à gaz	19,1	20,6	21,0	24,4	27,4	27,7	38
Centrales thermiques	14,9	22,3	23,5	28,8	35,4	35,5	63
Chemins de fer	13,2	14,7	14,9	14,6	14,3	14,1	15
Cokeries	19,1	21,6	20,1	22,3	23,4	25,1	26
Sidérurgie	40,6 (avec Autres industries)	11,4	9,6	8,7	8,0	7,6	56 (avec Autres industries)
Autres industries		34,4	29,9	33,8	34,4	35,6	
Usages domestiques (1)	45,8	47,5	37,0	36,9	37,5	37,1	45
Consommation des mines	11,9	12,0	10,5	11,0	10,5	10,2	7
Divers	13,2	11,1	13,1	13,6	14,0	13,4	13
Total	177,8	195,6	179,6	194,1	207,9	206,2	263

(1) Y compris les fournitures aux mineurs.

Source: Memorandum of Federation of British Industries 1952.

§ 7. — **Perspective d'avenir.**

Devant les difficultés qu'il rencontre pour le recrutement des mineurs, le National Coal Board recherche l'accroissement de la production par la modernisation et la réorganisation de ses mines.

Sa politique est inspirée simultanément par le souci de ne pas augmenter le prix du charbon. Ce sont ces considérations qui ont inspiré le plan établi en 1950, pour préciser ses objectifs jusqu'en 1965.

Le plan prévoit une production annuelle de 240 millions de tonnes en 1960-1965. Sa réalisation implique la fermeture des mines peu productives. Cette concentration de l'exploitation devrait permettre une réduction de la main-d'œuvre évaluée à 80.000 personnes. Cette réduction résulterait uniquement des mises à la retraite et de la faiblesse du recrutement. Le National Coal Board escompte une diminution de prix de 7 shillings par tonne, grâce à l'amélioration du rendement. Celle-ci profiterait également aux mineurs.

L'effort porterait principalement sur l'Ecosse, le Nord, le Yorkshire, l'Est des Midlands et le Pays de Galles. Il semble en revanche impossible d'atténuer le déclin fatal du Lancashire et de certaines régions des Midlands.

Tous ces efforts et les progrès techniques réalisés ne permettent pas d'espérer une production équivalente à la production record de 1913, due à des conditions géologiques particulièrement favorables et à une main-d'œuvre plus nombreuse (1.050.000 environ).

CHAPITRE III

LE COKE ET LE GAZ

Le coke et le gaz constituent en Grande-Bretagne deux sources importantes d'énergie secondaire.

Leur importance, comme combustible, s'accroît chaque année dans le bilan énergétique anglais. En même temps, ce secteur de transformation absorbe une part plus grande de la production du charbon.

§ 1. — Le coke.

A. — Le coke de four

La Grande-Bretagne est le second producteur de coke de four d'Europe, après l'Allemagne occidentale (37,2 millions de tonnes en 1952) et avant la France (9,3 millions de tonnes + 4 pour la Sarre).

Cette production augmente d'ailleurs régulièrement, ainsi que la consommation de charbon nécessaire aux enfournements:

	1938	1945	1948	1951	1952	ESTIMATIONS 1956
Production de coke de four	13,0	14,2	15,8	16,3	17,3	19,0
Consommation de charbon	19,1	20,1	22,3	23,4	25,1	27,0

Une partie de la production est exportée : 1.770.000 tonnes en 1950, 400.000 en 1951, 940.000 en 1952. Les deux tiers des disponibilités restantes sont employées pour la fabrication de l'acier (10.8 millions de tonnes en 1951).

Le N. C. B. produit environ 40 p. 100 du coke métallurgique, l'industrie sidérurgique également 40 p. 100 et les cokeries indépendantes 20 p. 100.

B. — Le coke de gaz

La Grande-Bretagne a la plus forte production de coke de gaz du monde : 15,3 millions de tonnes en 1952 contre 3,4 en Allemagne occidentale, 2,8 en France et 0,1 aux Etats-Unis.

Comme celle du coke de four, la production de coke de gaz s'accroit régulièrement :

	1938	1945	1948	1951	1952	ESTIMATIONS 1956
Production de coke de gaz...	10,9	11,9	13,9	15,3	15,6	17
Consommation de charbon	19,1	21,0	24,4	27,4	27,7	31

On voit que la consommation de charbon des usines à gaz est plus importante que celle des cokeries métallurgiques. Le charbon consommé coûte 4 £ la tonne.

Sur les 15,6 millions de tonnes produites en 1952, les usines à gaz ont consommé, pour leur propre usage, près de 5 millions de tonnes de coke, dont 1,8 millions de tonnes pour la fabrication du gaz à l'eau. Les exportations se sont montées à 600.000 tonnes, laissant pour la vente intérieure 10 millions de tonnes environ.

Le prix moyen de la tonne vendue par les usines à gaz est de 6 £ (6.000 F).

Les usines à gaz appartiennent à l'Etat depuis 1948, selon les modalités indiquées au paragraphe suivant.

§ 2. — Le gaz.

A. — Structure juridique.

Le Gas Act de 1948 a nationalisé l'industrie du gaz en Grande-Bretagne. La nationalisation a pris effet au 1er mai 1949.

Cette loi a prévu, d'une part, un organisme national appelé « Gas Council » et, d'autre part, douze bureaux régionaux, qui couvrent l'ensemble du territoire anglais.

Le ministre de l'énergie et des combustibles nomme les membres de chaque bureau régional (entre six et huit) et choisit entre eux un président et un vice-président.

Chaque bureau régional est chargé de la production et de la distribution du gaz dans sa région. Il est responsable de sa gestion devant le ministre, auquel il remet un rapport annuel de son activité et ses résultats financiers. Il doit équilibrer son budget. Il doit, en outre, établir un programme général de réorganisation et de développement de l'industrie du gaz dans sa région, et le soumettre à l'approbation du ministre.

A côté de chaque bureau régional existe un conseil consultatif, désigné par le ministre, pour représenter les intérêts des consommateurs, notamment en ce qui concerne les tarifs. Ce conseil est habilité, en cas de désaccord, à transmettre ses observations au ministre.

Le Gas Council comprend quatorze membres : les douze présidents des bureaux régionaux plus deux personnalités compétentes nommées par le ministre pour exercer les fonctions de président et de vice-président.

Ainsi, tous les membres du Gaz Council et des bureaux régionaux sont nommés par le ministre pour une période déterminée qui ne peut excéder cinq ans. Ils sont renouvelables. Le Gas Council est chargé, d'une part, de conseiller le ministre et, d'autre part, de guider et d'assister les bureaux régionaux dans l'exercice de leurs fonctions.

Si le Gas Council ne participe pas à la production et à la distribution du gaz, il exerce certaines fonctions déterminées relatives aux investissements dans l'industrie, à la recherche et à la formation professionnelle.

Pour exercer son contrôle, le ministre peut adresser au Gas Council et aux bureaux régionaux des directives de caractère général dans l'intérêt national ou des directives particulières s'adressant à un bureau régional déterminé.

B. — Production

Il convient de préciser que seules les usines à gaz proprement dites et la distribution du gaz sont sous le contrôle des bureaux régionaux. Les cokeries métallurgiques produisent également du gaz, mais qui est presque intégralement consommé sur place. Voici l'évolution de la production de gaz depuis 1938 (en milliards de mètres cubes) avec les quantités de combustible utilisé (en millions de tonnes) :

DÉSIGNATION	1938	1945	1948	1951	1952
Production de gaz (1)......	9,1	10,7	12,7	14,0	14,2
Consommation de charbon (1).	19,1	21,0	24,4	27,4	27,7
Consommation de gas oil (1).	0,12	0,4	0,46	»	»
Ventes de gaz des cokeries métallurgiques............	0,8	1,5	1,7	1,8	2,0

(1) Il s'agit de la production et de la consommation des usines à gaz seulement (voir le paragraphe consacré au coke de gaz). 12 p. 100 environ de la totalité du gaz disponible est du « gaz à l'eau » dont la matière première est le coke ou le coke et le gas oil.

Le gaz trouve son principal débouché dans la fourniture des foyers domestiques (55 p. 100 du total des ventes). Les bureaux régionaux favorisent d'ailleurs cette consommation en vendant ou en louant la plupart des appareils domestiques fonctionnant au gaz.

Nous avons pu constater, lors de la visite de l'exposition permanente du gaz de la région de Londres, l'importance des travaux de son laboratoire d'essai. Celui-ci délivre un label de qualité qui prend toute sa valeur, lorsque l'on sait que les bureaux régionaux vendent directement 90 p. 100 des appareils à gaz utilisés tant par les foyers domestiques que par l'industrie hôtelière.

Le second grand secteur de consommation est l'industrie (industrie du gaz et cokeries exceptées) avec un quart du total des ventes. Le prix du gaz a d'ailleurs beaucoup moins augmenté (75 p. 100) que celui du charbon (220 p. 100) depuis 1938.

De plus, la vente du gaz est avantagée par l'existence d'un réseau de distribution totalisant 150.000 kilomètres.

Consommation du gaz en Grande-Bretagne en 1951 et 1952.

	DU 1er AVRIL 1950 au 31 mars 1951.	DU 1er AVRIL 1952 au 31 mars 1953.
Gaz vendu par catégories de consommateurs (1) (en millions de m³) :		
Domestiques	8.350	8.200
Industriels	3.538	3.835
Commerciaux	1.861	2.121
Publics	659	611
Total........................	14.408	14.767
Gaz disponible pour la consommation (en millions de m³) :		
Gaz fabriqué....................	14.008	14.395
Gaz acheté aux fours à coke.	1.910	2.050
Gaz acheté aux raffineries..	43	37
Total du gaz disponible pour la consommation (1)	15.961	16.482

(1) La différence entre le total du gaz disponible pour la consommation et le total du gaz vendu provient de l'autoconsommation de l'industrie du gaz.

Source : Rapport du Gas Council (1952-1953).

Personnes employées:

Du 1er avril 1950 au 31 mars 1951: 143.500.

Du 1er avril 1952 au 31 mars 1953: 147.500.

Sur le plan social, la mission a recueilli les renseignements suivants:

Le Gas Council emploie 147.000 agents, dont 35.000 employés administratifs. La durée hebdomadaire du travail est actuellement de 44 heures, mais les ouvriers de production travaillent 48 heures (contre 56 heures avant la guerre).

L'âge de la retraite est de soixante-cinq ans, en général.

C. — Prix de revient

Le coût moyen de production du gaz à l'usine, ainsi que le prix moyen du gaz acheté par le Gas Council en 1952-1953 était de 1,545 penny (soit 6,20 francs) par mètre cube.

A ce coût s'ajoutent les divers éléments suivants du prix de revient final:

Distribution	0,315 penny, soit	1,26 F.
Amortissements	0,230 —	0,92
Intérêts	0,170 —	0,68
Administration et frais généraux	0,093 —	0,37
Œuvres sociales	0,101 —	0,41
Taxation et impôts	0,101 —	0,41
Divers	0,006 —	0,02
Total	1,016 penny, soit	4,07 F.

Le prix de revient moyen du mètre cube rendu au consommateur final s'établit donc à 2,56 pence le mètre cube, soit 10,28 francs.

D. — Prix de vente et consommation

Le prix de vente moyen du gaz est à peine supérieur à celui du prix de revient: 2,60 pence par mètre cube, soit 10,40 F. Le bénéfice brut ressort donc à 0,037 penny par mètre cube, soit 0,15 F.

Le prix de vente moyen du mètre cube, par catégorie de consommateurs, était le suivant en 1952-1953:

Usages domestiques	3,00 pence, soit	12,00 F.
Industrie	1,95 penny, soit	7,80
Commerce	2,61 pence, soit	10,44
Administrations publiques	2,43 pence, soit	9,72
Eclairage public	1,91 penny, soit	7,64
Autoconsommation	1,71 penny, soit	6,84
Prix moyen	2,60 pence, soit	10,40 F.

La consommation se répartit essentiellement, en 1952-1953, entre les usages domestiques (55 p. 100), l'industrie (27 p. 100) et le commerce (14 p. 100).

CHAPITRE IV

L'ELECTRICITE

La Grande-Bretagne est le troisième producteur d'électricité du monde (64 milliards de kWh), après les Etats-Unis (462 milliards de kWh) et l'U. R. S. S. (117 milliards de kWh) en 1952 (1).

Son potentiel hydroélectrique est très faible: on estime, en effet, que l'Ecosse, région de beaucoup la plus riche, est à peine capable de produire 6,2 milliards de kWh une fois totalement équipée. En 1952, un peu plus du quart était équipé, chiffre négligeable au regard des 62 milliards de kWh d'origine thermique produits la même année par le secteur public.

Ces chiffres confirment que l'essentiel des ressources énergétiques en Grande-Bretagne provient du charbon.

§ 1. — Organisation juridique de l'industrie.

L'industrie électrique a été nationalisée en GrandeBretagne le 1er avril 1948. Avant cette date, il y avait cent soixante-dix-neuf compagnies privées et trois cent soixante-deux entreprises publiques, municipales ou autres. Aussi a-t-on pu nous dire à la British Electricity Authority que la nationalisation a presque été la simple extension d'un service public déjà important.

(1) Le chiffre de 64 milliards de kWh ne comprend pas les industries privées autoproductrices, pour lesquelles on manque de précision.

Le secteur public fournissait, à la veille de la nationalisation, les trois cinquièmes de l'énergie électrique produite.

La production d'électricité est assurée par deux cent quatre-vingt-cinq centrales d'importance très différente. Ces centrales sont réparties en quatorze régions de production correspondant exactement aux quatorze régions de distribution. Chaque région de production est placée sous l'autorité du contrôleur de la division (« divisionner controller »), nommé par l'autorité centrale. La division de production de Londres comprend vingt-huit centrales.

La British Electricity Authority (B. E. A.) constitue l'autorité centrale, créée par la loi de nationalisation, et chargée du contrôle de la production en contact étroit avec le contrôleur de la division. Elle est également responsable du transport de l'électricité.

La British Electricity Authority est elle-même soumise, comme toutes les corporations publiques du secteur de l'énergie, au contrôle du ministère de l'énergie et des combustibles, qui a chargé un bureau central, appelé « Central Authority », de prendre toutes les décisions essentielles pour diriger et améliorer la production d'électricité.

Par contre, la distribution est confiée à quatorze bureaux régionaux, appelés « Area Boards », qui sont autonomes; chacun peut recevoir des directives de la B. E. A. qui est responsable de la gestion financière de l'ensemble de l'industrie. Le ministère de l'énergie et des combustibles peut également contrôler les bureaux régionaux.

C'est évidemment le ministre de tutelle qui désigne les membres de la B. E. A. et des bureaux régionaux en tenant compte des différents intérêts en présence et surtout de leur compétence.

A côté de la B. E. A. et des bureaux régionaux qui ont le monopole de la distribution de l'électricité en Grande-Bretagne, sauf pour le Nord de l'Ecosse, il faut signaler:

Le North of Scotland Hydro-Electric Board qui est chargé, dans cette région, de la production et de la distribution du courant;

Les centrales des chemins de fer;

Les centrales industrielles privées, généralement de faible puissance.

§ 2. — Disponibilités.

A. — Puissance installée

Les ressources naturelles étant minimes, l'effort de développement porte surtout sur la construction de centrales thermiques. Dans l'ensemble, la puissance installée a augmenté de 78 p. 100 environ de 1938 à 1952 et, plus précisément, de 42 p. 100 de 1942 à 1952, comme le montre le tableau suivant:

Puissance installée en millions de kW (1).

		1938	1942	1948	1951	1952
Hydro		0,30	0,34	0,35	0,54	0,60
Thermique	(2)	9,1	11,6	12,9	15,9	16,5
	(3)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total		9,9	12,4	13,7	16,9	17,6

(1) Les centrales industrielles privées ne sont pas comprises.
(2) Centrales publiques.
(3) Centrales des chemins de fer et autres transports.

Depuis la nationalisation, trente-deux nouvelles centrales ont été construites.

B. — Production

La production s'est accrue à un rythme assez nettement supérieur à celui de la puissance installée. On constate qu'elle a augmenté de 148 p. 100 de 1938 à 1952, et de 73 p. 100 de 1942 à 1952. Le tableau suivant indique l'évolution de la production des cen-

trales publiques et de celles des chemins de fer, compte non tenu des centrales privées, dont la production n'est pas connue avec précision (1) :

	1938	1942	1948	1951	1952
Production hydro	1,0	1,1	1,3	1,5	1,6
Production thermique	24,7	35,8	46,7	60,0	62,3
Total	25,7	36,9	48,0	61,5	63,9

Cet accroissement relativement plus rapide de la production par rapport à la puissance installée est évidemment dû à la plus longue durée d'utilisation des chaudières.

Le combustible employé dans les centrales thermiques est essentiellement le charbon; voici l'évolution de la consommation des centrales publiques (en millions de tonnes) :

PRODUITS	1938	1948	1952
Charbon	14,93	28,72	34,78
Coke	0,18	0,42	0,88
Produits pétroliers	0,02	0,07	0,06

Le rendement moyen des centrales thermiques va en s'améliorant. On peut, en effet, constater que la consommation de charbon de 1952 est inférieure de 7 millions de tonnes à ce quelle aurait été avec les rendements de 1948. Le rendement moyen était en effet de 22,72 p. 100 en 1952 contre 20,87 p. 100 en 1948.

Le charbon utilisé a coûté à la B. E. A. en moyenne 59 shillings (2.900 F), soit à peine plus que le prix de revient moyen à la mine (57 shillings). Le prix est déterminé par négociation entre la B. E. A. et le National Coal Board. En cas de difficultés, on a recours à un arbitrage, qui est confié à des personnalités choisies dans l'industrie ou par le ministère.

§ 3. — Distribution.

L'électricité produite par la B. E. A. dans ses centrales, à laquelle s'ajoute celle qu'elle achète ou que les « Area Boards » achètent eux-mêmes au dehors, est distribuée par les « Area Boards » exclusivement dans toute l'Angleterre et dans le Sud de l'Ecosse.

Sur les 658 millions de kWh achetés en 1952-1953 au dehors et qui contribuent pour 1 p. 100 au total, 270 millions proviennent du North of Scotland Hydro-Electric Board, et 388 millions des centrales privées.

Ces achats ont été faits dans l'ensemble par la B. E. A.; cependant, 169 millions de kWh ont été achetés directement par les « Area Boards » auprès des centrales privées avec l'accord de l'autorité centrale.

Toute l'énergie dont dispose ainsi la B. E. A. est cédée aux quatorze « Area Boards », qui effectuent la distribution dans les secteurs qui leur sont attribués et qui englobent toute la Grande-Bretagne, sauf le Nord de l'Ecosse qui est du ressort de la N. S. H. E. B.

Electricité produite et achetée par la B. E. A. (1).

(Millions de kWh.)

ANNÉES	ELECTRICITÉ produite dans les centrales de la B. E. A.	ELECTRICITÉ consommée par les centrales.	ELECTRICITÉ sortie des centrales.	ELECTRICITÉ achetée au dehors.	PERTES dans la transmission.	ELECTRICITÉ disponible pour la distribution.	PERTES dans la distribution.	TOTAL des ventes aux consommateurs.
1947-1948	41.824	2.411	39.413	434	741	39.106	3.607	35.499
1948-1949	46.217	2.659	43.558	535	794	43.299	4.245	39.054
1949-1950	49.139	2.835	46.304	450	845	45.909	4.430	41.479
1950-1951	55.577	3.132	52.445	580	1.000	52.025	5.445	46.580
1951-1952	59.260	3.437	55.823	762	1.051	55.534	5.118	50.416
1952-1953	61.603	3.652	57.951	658	1.161	57.448	5.184	52.264

(1) Non compris la production et les ventes du North of Scotland Hydro-Electric Board, qui ne dépend pas de la B. E. A.

Source : rapport 1952-1953 de la B. E. A.

Les pertes représentent au total, en 1952, 11 p. 100 des fournitures de courant des centrales. L'énergie est transportée par un réseau qui, pour la B. E. A., était ainsi constitué au 31 mars 1953 :

Lignes de transmission d'électricité (en kilomètres).

	LIGNES de 132.000 volts.	LIGNES de 66.000 volts et de moindre voltage.	TOTAL
Lignes aériennes	6.612	224	6.836
Câbles souterrains	107	589	696
Total	6.719	813	7.532

Source : rapport 1952-1953 de la B. E. A.

(1) Elle serait de l'ordre de 12,6 milliards de kWh en 1954 selon l'O. E. C. E. (Statistical Bulletin 1952).

§ 4. — Consommation.

Au 31 mars 1953, la B. E. A. desservait près de 14 millions de consommateurs, ce qui représente, depuis la nationalisation, un accroissement de 2.170.000 personnes (19 p. 100). Ils se répartissent de la façon suivante :

DÉSIGNATION	NOMBRE d'usagers au 31 mars 1952	NOMBRE d'usagers au 31 mars 1953	POURCENTAGE d'accroissement.
Usagers industriels	153.582	157.713	+ 2,7
Usagers commerciaux	1.356.641	1.385.159	+ 2,1
Fermes	123.732	134.429	+ 8,6
Usagers domestiques	11.811.505	12.203.284	+ 3,3
Traction	73	70	— 4,1
Eclairage public	4.123	4.105	— 0,4
Total	13.449.656	13.884.760	+ 3,2

Source : Rapport de 1952-1953 de la B. E. A.

Ces diverses catégories de consommateurs ont acheté, en 1952-1953, les quantités suivantes à la B. E. A. (non compris le North of Scotland District) :

DÉSIGNATION	MILLIONS DE kWh			POURCENTAGE d'accroissement de 1952-53 sur	
	1947-48	1951-52	1952-53	1947-48	1951-52
Industrie	17.573	25.242	25.879	+ 47,3	+ 2,5
Commerce	3.840	6.754	7.551	+ 96,7	+ 11,8
Fermes	248	570	674	+ 171,8	+ 18,2
Usages domestiques	12.305	15.984	16.260	+ 32,1	+ 1,7
Traction chemins de fer	767	914	933	+ 21,6	+ 2,1
Traction municipale	577	496	467	— 19,1	— 5,8
Eclairage public	189	456	497	+ 163,0	+ 9,0
Totaux	35.499	50.416	52.264	+ 47,2	+ 3,7

Ainsi qu'on le voit, le plus gros consommateur est l'industrie (50 p. 100 du total); les usages domestiques et commerciaux prennent respectivement 30 p. 100 et 15 p. 100 environ.

Mais on voit également que l'augmentation de la consommation totale entre 1951-1952 et 1952-1953 n'est que de 3,7 p. 100 (contre 8,2 p. 100 en 1951-1952 et 12,3 p. 100 en 1950-1951), pourcentage inférieur de moitié à celui du doublement en dix ans (7,2 p. 100).

L'électrification rurale, malgré l'insuffisance des crédits, se poursuit activement. En 1952-1953, 10.584 nouvelles fermes furent reliées au réseau, ce qui porte à 134.429 le nombre de fermes desservies par la B. E. A.

§ 5. — Prix.

A. — Prix de revient

Le prix de l'énergie facturé par la B. E. A. aux bureaux régionaux est uniforme; il subit parfois une correction, pour tenir compte des différences de prix du charbon.

Pour les bureaux régionaux, le prix de revient moyen du kilowatt-heure vendu a été de 1.306 penny en 1952-53, soit 5,20 F environ. Les éléments de ce prix de revient étaient les suivants en 1950:

Production	45,6 p. 100.
Transport d'énergie	0,6 —
Distribution	9,5 —
Achats de courant	0,6 —
Amortissements	15,6 —
Service des emprunts	8,6 —
Frais de financement	0,1 —
Impôts	6,8 —
Frais généraux et divers	12,6 —
	100 p. 100.

Dans ce total, les frais dûs au personnel représentent 11,5 p. 100 et ceux qui proviennent du combustible 39,2 p. 100.

Au 31 mars 1953, le nombre de personnes employées par la B. E. A. se montait à 49.091. Les Area Boards employaient de leur côté 132.272 personnes; le total atteignait ainsi 181.363 personnes dont 11,6 p. 100 étaient des femmes. Sur ce total, les ouvriers représentent près de 68 p. 100. Le personnel est groupé en 450 comités consultatifs et participent indirectement à la gestion de la B. E. A.

Ces comités comprennent pour moitié des représentants des salariés et des employés, désignés par les Trade Unions et pour moitié des représentants du personnel de direction désignés par les autorités centrales.

Il existe notamment un conseil national et 14 conseils de districts. Ceux-ci comprennent:

Neuf représentants des employés nommés par leurs syndicats;

Quatre représentants du personnel de direction travaillant à la production;

Cinq représentants du personnel de direction travaillant à la distribution.

Les salaires sont librement débattus entre les syndicats et les autorités intéressées. En cas de désaccord, il est prévu une procédure d'arbitrage.

La B. E. A. a payé, en 1952-53, 72 millions de livres de salaires et de suppléments de retraites.

B. — Prix de vente

Les bureaux régionaux fixent librement leurs tarifs après consultation de la B. E. A. La protection des consommateurs est assurée par des conseils consultatifs dont les membres sont nommés par le ministre et choisis parmi les organisations représentatives des consommateurs.

La loi de nationalisation ne stipule pas que les bureaux régionaux doivent assurer leur équilibre financier, mais que la B. E. A. doit assurer cet équilibre pour l'ensemble des quatorze bureaux. En pratique, la B. E. A. encourage chaque bureau régional à assurer l'équilibre de sa gestion.

Dans l'ensemble, l'industrie électrique a toujours fait des bénéfices. Durant les cinq dernières années, les bénéfices se sont élevés à 28 millions de livres sterling.

Les tarifs ont augmenté de 25 p. 100 depuis la guerre.

Le prix de vente moyen du courant a été, en 1952-1953, de 1.311 penny par kWh (5,25 francs), soit à peu près le prix de revient. Le bénéfice de l'entreprise résulte des activités annexes (location de compteurs, vente et location d'appareils, etc.). Ce bénéfice s'est monté, en 1952-1953, à 0,028 penny (0,11 franc) par kWh.

Les prix de vente moyen étaient, en 1952-1953 les suivants, par catégorie de consommateurs:

Usages domestiques	1,452 penny par kWh	(5,85 F.)
Fermes	1,397 —	(5,60 F.)
Commerce	1,829 —	(7,30 F.)
Industrie	1,088 —	(4,35 F.)
Eclairage public	1,337 —	(5,35 F.)
Traction	1,016 —	(4,05 F.)
Moyenne	1,311 penny par kWh	(5,25 F.)

CHAPITRE V

LE PETROLE

L'Angleterre ne détient pratiquement pas de ressources en pétrole sur son sol: elle n'a produit, en 1952, que 170.000 tonnes (dont deux tiers d'huile de schiste), soit deux fois moins que la France (340.000 tonnes). Aucun programme de recherches de pétrole n'existe, mais les sociétés ont commencé des recherches de gaz naturel.

Cependant, l'industrie du raffinage, alimentée presque intégralement par l'importation (99,3 p. 100), s'est développée d'une façon considérable en Grande-Bretagne au cours des dernières années. Les quantités de pétrole brut traité ont été de (en millions de tonnes):

1947	1948	1949	1950	1951	1952
2,6	4,5	6,3	9,4	16,7	22,8

La Grande-Bretagne se place de ce fait, au premier rang en Europe, avant la France qu'elle a dépassé de peu en 1952 (21,6 millions de tonnes). On prévoit que la capacité de traitement atteindra 30 millions de tonnes en décembre 1954.

A cette époque, trois grandes société se partageront la quasi-totalité de la production: l'Anglo-Iranian Oil Cy (36,5 p. 100), la Shell (30,8 p. 100) et l'Esso Petroleum (27,7 p. 100) dont l'unique raffinerie de Fawley sera la plus puissante d'Europe (8,3 millions de tonnes).

La consommation intérieure se répartit comme suit (en millions de tonnes):

	1947	1952
Essences	5,1	5,73
Fuel-oil	1,95	3,5
Gas-oil	2,2	2,85
Autres produits	2,7	4,4
(Enlèvement de soutes)	(4,05)	(4,6)

CHAPITRE VI

BILAN DE L'ENERGIE

§ 1er. — Consommation totale d'énergie.

D'après les estimations de l'O. E. C. E., la consommation énergétique totale de la Grande-Bretagne aurait été, en 1952, de 231,8 millions de tonnes d'équivalent charbon, soit plus de 4 tonnes et demie par habitant, ce qui représente depuis 1937 un pourcentage d'accroissement d'à peine 15 p. 100 alors que le pourcentage d'accroissement du total énergétique des Etats-Unis fut entre 1937 et 1951 de 63 p. 100.

Estimation de la consommation d'énergie.

Equivalence houille (en tonnes métriques).

PAYS	1937		1951		1952 (estimation.)	
	Total.	Par habitant.	Total.	Par habitant.	Total.	Par habitant.
Royaume-Uni	202.453.000	4,28	235.037.000	4,65	231.800.000	4,57
U. S. A.	759.300.000	5,89	1.237.960.000	8,02	»	»
France	88.173.000	2,12	98.921.000	2,34	98.700.000	2,32

Source: O. E. C. E.

§ 2. — Consommation d'énergie par secteur.

D'après une évaluation un peu différente qui ne tient pas compte notamment du pétrole utilisé dans les transports, la répartition de la consommation entre les divers secteurs est la suivante.

Estimation de la consommation de combustible et d'énergie dans le Royaume-Uni en 1951.

(En millions de tonnes longues de charbon ou d'équivalent charbon.)

SECTEURS	CHARBON utilisé directement.	COKE	GAZ	ÉLECTRICITE	TOTAL du charbon.	PÉTROLE sauf consommation des transports routiers.	CONSOMMATION totale.
Domestique	35,1	4,2	9,2	11,2	59,7	0,7	60,4
Fer et acier	8,0	17,1	2,9	4,3	32,3	1,5	33,8
Autres industries	38,3	5,3	3,1	12,7	59,4	4,1	63,5
Commerce	2,4	4,7	1,8	3,0	11,9	0,2	12,1
Public	4,8	2,9	1,3	2,6	11,6	0,2	11,8
Chemins de fer	14,1	0,4	»	1,2	15,7	0,1	15,8
Houillères	10,5	»	0,1	1,5	12,1	»	12,1
Irlande du Nord	2,8	»	»	»	2,8	»	2,8
Divers	1,9	»	»	»	1,9	»	1,9
Total	117,9	34,6	18,4	36,5	207,4	6,8	214,2

Source: Rapport du « Committee on National Policy for the use of Fuel and Power Resources », septembre 1952.

L'industrie consomme donc 44 p. 100 du total (97,3 millions sur 214,2); les usages domestiques et commerciaux (chauffage et éclairage) prennent un tiers et les chemins de fer 7 p. 100. On constate ensuite que dans le total, le charbon tient une place énorme, qu'on l'utilise directement (55 p. 100 du total) ou indirectement dans les usines à gaz, dans les centrales électriques ou dans les cokeries (47 p. 100 du total). Ainsi, si l'on excepte le pétrole brûlé pour les transports routiers, le charbon représente 96 p. 100 de la consommation énergétique anglaise.

En tenant compte de la consommation en produits pétroliers des transporteurs routiers et des navires, le charbon représente un peu plus de 90 p. 100 de l'énergie primaire consommée.

Si la Grande-Bretagne ne dépend de l'extérieur que pour son approvisionnement en pétrole, il faut tenir compte de ses exportations de charbon et de coke pour établir sa balance énergétique. Celle-ci est actuellement déficitaire de 2 à 3 p. 100. Un tel déficit est insignifiant, en soi, mais prend une valeur significatiive pour la Grande-Bretagne, qui a eu jusqu'à la dernière guerre une balance énergétique largement excédentaire

Le problème de la concurrence des divers combustibles ne se pose donc pas en Angleterre de la même façon qu'ailleurs, le charbon étant la source d'énergie presque unique. La politique du Gouvernement est de laisser au consommateur le libre choix de la forme d'énergie qui a ses préférences. Toutefois, il y a encore un rationnement de la consommation du charbon domestique. D'autre part, il existe des restrictions sur les importations de pétrole. En réalité, tout le problème britannique de l'énergie se ramène au développement de la production de charbon dont on a vu l'insuffisance. L'accroissement de la demande d'électricité ou de gaz (2 p. 100 par an) se traduira nécessairement par une augmentation de la demande de charbon.

§ 3. — Avenir de la consommation.

Dans dix ans la consommation directe ou indirecte de charbon sera de 236 millions de tonnes contre 207,4 en 1951 et 211 en 1952. Si la Grande-Bretagne veut maintenir le montant de ses exportations de charbon (12,5 millions de tonnes en 1951 et 15,5 en 1952), elle devra porter le chiffre de sa production à près de 250 millions de tonnes (voir le tableau ci-après).) Si elle veut accroître ses exportations, comme il serait possible et souhaitable pour elle et pour l'Europe de le faire, de 10 à 15 millions de tonnes par an, sa production devrait dans une dizaine d'années atteindre au moins 260 millions de tonnes.

C'est, du moins, l'opinion du « Committee on National Policy for the Use of Fuel and Power Resources ». Or, nous avons vu que le National Coal Board ne prévoyait guère pour 1960-1965 qu'une production de 240 millions de tonnes.

La Grande-Bretagne doit donc développer des programmes d'investissements pour satisfaire une demande toujours croissante.

Estimation de la demande d'énergie probable vers 1959-1963.

(En millions de tonnes longues de charbon ou d'équivalent charbon.)

SECTEURS	CHARBON utilisé directement.	COKE	GAZ	ÉLECTRICITÉ	TOTAL du charbon.	PÉTROLE sauf consommation des transports routiers.	CONSOMMATION totale.
Domestique	34,6	7,4	11,4	12,9	66,3	1,1	67,4
Fer et acier	9,1	26,0	3,9	5,5	44,5	2,7	47,2
Autres industries	38,0	6,8	4,0	20,7	69,5	7,1	76,6
Commerce	0,8	5,2	2,6	5,0	13,6	1,0	14,6
Public	4,8	2,9	1,4	3,3	12,4	0,2	12,6
Chemins de fer	13,7	0,4	»	1,3	15,4	0,3	15,7
Houillères	7,5	»	0,1	1,5	9,1	»	9,1
Irlande du Nord	3,1	»	»	»	3,1	»	3,1
Divers	2,1	»	»	»	2,1	»	2,1
Total	113,7	48,7	23,4	50,2	236,0	12,4	248,4

Source: Rapport du « Committee on National Policy for the use of Fuel and Power Resources », septembre 1952.

CHAPITRE VII

LES INVESTISSEMENTS

Les programmes d'investissements sont établis par les industries nationalisées et soumis à l'approbation du ministère de l'énergie et des combustibles et de la trésorerie. Ceux-ci, d'ailleurs, ne discutent pas le détail des programmes mais uniquement les grandes catégories de dépenses et le montant total des investissements. La politique du Gouvernement est d'éviter toute restriction sur les investissements nécessaires à ces industries.

Les investissements de l'industrie charbonnière sont fournis par la trésorerie, sous forme de prêts portant un intérêt de 3 p. 100 et qui doivent être remboursés sur une période de cinquante ans. Pour l'électricité et le gaz, les investissements proviennent du marché des capitaux avec une garantie de la trésorerie.

En ce qui concerne l'industrie du pétrole, celle-ci suit le sort de l'industrie privée, qui vient de voir supprimer tout récemment le contrôle gouvernemental sur tous les investissements, lequel avait été instauré depuis le début de la guerre. Les investissements sont uniquement consacrés au raffinage, puisqu'il n'existe pas de programme de recherches.

§ 1er. — Le charbon.

Le Gouvernement a accordé une priorité à cette industrie sur les autres pour ses investissements, en raison de son importance nationale

Leur volume n'a fait que croître depuis la nationalisation:

32 millions de £ en 1951.

48,5 millions de £ en 1952.

60 millions de £ en 1953.

Pour 1952, l'affectation a été la suivante:

Houillères	38	millions de £
Mines à ciel ouvert	3	—
Distribution	0,1	—
Fours à coke	2,4	—
Activités annexes (sous-produits, brique, tuileries)	0,3	—
Matériel et propriétés	2,1	—
Autres activités	2,6	—
	48,5	millions de £

La réalisation du plan, tendant à porter la production annuelle à 240 millions de tonnes en 1960-1965, nécessitera un volume total d'investissements de 635 millions de £ jusqu'en 1965, soit un investissement annuel d'environ 53 millions de £.

Il est intéressant de noter que la division du Kent, dont nous avons visité une mine, envisage de mettre en exploitation une mine nouvelle qui nécessitera un investissement de 10 millions de £, pour une production annuelle de un million de tonnes.

§ 2. — Le gaz.

Les capitaux nécessaires aux investissements sont fournis par le British Gas Stock, organisme qui émet des obligations, portant un intérêt fixe garanti par le Trésor, et ne conférant aucun pouvoir de contrôle.

Les banques servent également parfois au financement.

Les emprunts ont généralement un taux d'intérêt de 3,5 p. 100 et sont amortissables en 90 ans. Les prêts accordés par le British Gas Stock sont proportionnels au montant des dépenses de chaque bureau régional

Les investissements totaux effectués par le « Gas Council », depuis la nationalisation, sont de l'ordre de 250 millions de £.

En 1951-1952, le total des investissements a été de 45,2 millions de £. En 1952-1953, l'ensemble des investissements a atteint 46 millions de £, dont 22,4 pour la production et 21 pour la distribution. Les travaux neufs sont de l'ordre de 35 à 40 millions de £ par an. Le plan de développement s'est traduit par la fermeture de nombreuses petites usines et l'augmentation de la capacité ds grandes usines.

Pour l'avenir, les investissements doivent augmenter, puisque la consommation de gaz s'accroît de 2 p. 100 par an.

§ 3. — L'électricité.

Les investissements proviennent également du marché des capitaux. Le Gouvernement évite dans ce domaine les restrictions, sauf en ce qui concerne l'électrification rurale.

En 1953, les investissements de l'industrie électrique ont été de 96 millions de £ pour l'autorité centrale, et de 57,80 millions pour les Area Boards. L'autorité centrale (responsable de la production) a consacré 85 p. 100 de ses investissements à la construction de centrales nouvelles.

Les Area Boards (chargés de la distribution) ont consacré de leur côté les trois cinquièmes environ de leurs investissements aux lignes de distribution.

Lors de notre entrevue avec les dirigeants de la British Electricity Autority, il nous a été précisé que le coût du kilowatt installé ressort à 65 £ pour les centrales thermiques au charbon, à 50 £ pour les centrales thermiques Diesel, et à 130 £ pour les centrales hydrauliques.

Il faut noter que le coût de construction des centrales est de 3 fois à 3,5 fois plus élevé qu'avant-guerre par kilowatt installé. Depuis la nationalisation, ce prix a augmenté de 25 p. 100 et tend toujours à s'accroître.

Si cette industrie s'intéresse aux centrales en plein air (deux centrales semi-découvertes sont en construction, et une troisième plus importante va être mise en chantier) les ingénieurs ne sont pas convaincus que les conditions climatiques permettront d'obtenir un prix de revient moindre.

Quant aux programmes de développement, ils prévoient presque exclusivement des centrales à charbon pendant vingt ou vingt-cinq ans.

Les turbines à gaz ne représentent que des centrales d'appoint, qui atteindront une puissance de 1,5 million de kilowatts dans vingt ans.

Les centrales éoliennes ne représenteront, au maximum, dans l'avenir, que 0,5 million de kilowatts, en raison de leur coût élevé.

Pour le transport, on envisage la possibilité de construire un réseau entièrement neuf à 275.000 volts au lieu de 132.000 volts.

En ce qui concerne l'énergie atomique, la B. E. A. estime qu'aucun calcul de son prix de revient ne peut être fait pendant une période de vingt ans.

Nous examinerons tout particulièrement cette question au chapitre suivant.

***

En conclusion, le total des investissements réalisés en 1952 dans les industries du charbon, du gaz ou de l'électricité ont été de l'ordre de 250 millions de livres: 1/5 pour le charbon, 1/5 pour le gaz et 3/5 pour l'électricité. On peut être étonné par le faible montant des investissements de l'industrie charbonnière, alors que, comme on l'a constaté, cette source d'énergie est fondamentale en Grande-Bretagne et que la pénurie, notamment dans le domaine de l'exportation, se fait encore gravement sentir.

Le montant de ces investissements représente en 1952 1,9 p. 100 du revenu national (plus de 13 milliards et demi de livres) et 12,5 p. 100 du total des investissements (2 milliards de livres).

Si l'on ajoute aux investissements effectués dans les industries du charbon, du gaz et de l'électricité ceux qui ont été consacrés au raffinage du pétrole (37 millions de livres) on parvient à un montant total d'investissements énergétiques de 288 millions de livres, soit 2,2 p. 100 du revenu national et 14,4 p. 100 des investissements totaux.

CHAPITRE VIII

L'ENERGIE NUCLEAIRE

Si la Grande-Bretagne éprouve les mêmes difficultés techniques que les Etats-Unis pour l'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire, le problème économique se pose tout différemment.

§ 1er. — Aspect économique.

Alors que les Etats-Unis détiennent d'abondantes ressources énergétiques, à faible prix, la Grande-Bretagne n'a qu'une seule richesse naturelle: le charbon, dont la production marque une indéniable stagnation. Les objectifs pour 1954 sont extrêmement limités (240 millions de tonnes) alors que la demande d'énergie et notamment d'énergie électrique augmentera considérablement: la British Electricity Authority prévoit qu'elle consommera plus de 60 millions de tonnes de charbon en 1965. Il peut donc être intéressant en Grande-Bretagne de suppléer à l'insuffisance du charbon par l'énergie nucléaire.

D'autre part, alors qu'aux Etats-Unis la concurrence sera plus difficile entre l'énergie nucléaire et les autres sources d'énergie dont le prix est bas, en Grande-Bretagne, en raison des prix sensiblement plus élevés du charbon, il n'en va pas de même. Il sera, en effet, plus facile de réduire l'écart entre le coût des sources classiques d'énergie et celui de l'énergie nucléaire, puisque cet écart est moins important.

§ 2. — Aspect technique et utilisations.

Aussi dès le début de l'année dernière, M. Sandys (Minister of Supply) annonçait que « la construction d'une centrale atomique expérimentale avait été décidée ». Les travaux ont déjà commencé à Sellafield (Cumberland). Le réacteur qu'on appelle déjà « Pippa » aura une puissance de 50.000 kilowatts et sera de conception classique avec un système modérateur au graphite. Le refroidissement sera fait par du gaz (dioxyde carbonique) qui transformera de l'eau en vapeur et mettra ainsi en mouvement un turbo-alternateur semblable à ceux qui existent dans les centrales thermiques ordinaires.

D'autre part, un réacteur « Breeder » capable de produire de l'énergie sur une échelle industrielle doit également être construit. Mais ce projet est beaucoup moins défini que le premier, étant donné les difficultés techniques à surmonter. On ne prévoit pas encore la date de son achèvement, tandis que le réacteur de Sellafield doit être terminé d'ici quatre à six ans.

Ces projets n'ont pas pour but, comme on le verra, de produire de l'électricité à bas prix, mais d'étudier les possibilités techniques de cette production tout comme on les étudie dans les réacteurs déjà en fonctionnement, lesquels n'ont pour objet que la fabrication du plutonium ou de l'uranium 235.

En effet, en Grande-Bretagne, comme aux Etats-Unis, un certain nombre d'incertitudes techniques subsistent. Le « Breeder », qui est incontestablement le réacteur le plus économique, puisqu'il ne consomme pratiquement pas de combustible, reste encore dans une large mesure irréalisé. Sans doute des « Breeders » existent-ils en Grande-Bretagne, à Harwell, et aux Etats-Unis; mais ils ne servent qu'à titre expérimental et n'ont qu'une puissance négligeable. Par ailleurs, il faut résoudre le problème de la transmission de la chaleur de l'intérieur du réacteur à l'extérieur. On pense utiliser des métaux comme le sodium ou le potassium, ou encore des gaz sous pression. Mais tout, dans ce domaine, est encore à étudier.

Enfin, si l'on néglige les problèmes cependant capitaux du comportement des matériaux en présence des radiations, le troisième problème technique est celui du combustible; utilisera-t-on de l'uranium naturel, de l'uranium enrichi, de l'uranium 233 ou du plutonium ? Combien de temps pourra-t-on laisser dans le réacteur sa charge de combustible sans avoir à la renouveler ? Ces deux questions sont particulièrement importantes, car elles influent directement sur le coût de l'installation.

§ 3. — Aspect financier.

Si une charge initiale de 50 tonnes d'uranium coûtant 750.000 livres (prix maximum) dure cinq ans, le coût annuel sera de 150.000 livres. Or, pour une installation thermique au charbon, de la même puissance (50.000 kilowatts), la British Electricity Authority dépense 730.000 livres par an, uniquement pour l'achat du charbon.

Dans ce cas, l'énergie atomique aurait un avantage quant aux coûts de fonctionnement sur l'énergie traditionnelle. Mais l'hypothèse ci-dessus admet que tout l'uranium 235 contenu dans la charge initiale d'uranium naturel sera utilisé dans le réacteur, ce qui est possible, sans doute, mais peu probable. Si on suppose qu'un tiers seulement d'uranium 235 est utilisé, le coût annuel se monte à 450.000 livres.

En réalité, il est impossible d'apprécier avec certitude les coûts de fonctionnement éventuels de l'énergie nucléaire; on est réduit à formuler des hypothèses qui restent dans une large mesure académiques et dépendent uniquement des réalisations techniques.

Pour les coûts d'installation, les données sont un peu plus précises: on estime que le coût de la centrale actuellement en construction à Sellafield ressortira à 200 livres par kilowatt, tandis que, dans une centrale thermique au charbon, on compte 60 livres par kilowatt. Encore ne s'agit-il que du modèle le moins coûteux. Si on construisait un « Breeder » le coût serait infiniment plus élevé. Mais, en contrepartie, le coût de fonctionnement d'un « Breeder » est très faible et même pratiquement négligeable, alors que celui d'un réacteur ordinaire peut, comme on l'a vu, être estimé entre 450.000 et 150.000 livres par an en ne comptant que le prix du combustible.

Cependant, le coût d'installation par kilowatt pourrait être considérablement réduit si on augmentait la puissance de la centrale nucléaire jusqu'à 200.000 kilowatts, mais il semble que la science actuelle ne soit pas encore en mesure de réaliser des réacteurs de cette taille.

On constate donc, pour la Grande-Bretagne, comme pour les Etats-Unis, que l'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire n'en est encore qu'au stade expérimental. De ce fait, les réalisations actuelles ne peuvent être rentables et n'ont pour but que de permettre la mise au point qui s'impose sur le plan technique. Les difficultés techniques ne semblent pas d'ailleurs inquiéter les dirigeants britanniques de cette industrie. Sir John Cockcroft, director of the Atomic Energy Research Establishment, Ministry of Supply, a déclaré dans *The Times Electricity Supplement* de décembre 1953:

« Il semble bien certain maintenant que des centrales nucléaires de grande puissance peuvent être construites, qu'elles fonctionneront avec un rendement raisonnable et qu'elles produiront de l'énergie à un coût pas tellement plus élevé que celui des centrales existantes. C'est, je pense, tout ce que nous pouvons demander aux premières installations expérimentales; mais toute expérience montre que les coûts baissent, au fur et à mesure que les expériences se multiplient. »

Sur le plan économique, l'énergie nucléaire sera une source complémentaire d'énergie, venant s'ajouter aux ressources en charbon. Elle n'acquerra une certaine importance en Grande-Bretagne que dans vingt à trente ans, époque à laquelle elle représenterait environ 9 p. 100 de la production totale d'énergie. Des savants estiment que l'énergie nucléaire assurera une puissance de 4 millions de kilowatts avant la fin du siècle.

D'autres personnalités pensent qu'elle pourra fournir une puissance comprise entre 3 et 10 millions de kilowatts, sur une puissance totale prévue de 35 millions de kilowatts.

SIXIEME PARTIE

L'Italie.

SOMMAIRE

	Pages.
INTRODUCTION	78
CHAPITRE PRÉLIMINAIRE. — *Aperçu sur la situation énergétique de l'Italie*	78
CHAPITRE Ier. — *L'électricité*	79
§ 1er. — Production:	
I. — Evolution de la production	79
II. — Conditions juridiques de la production	80
III. — La répartition géographique de la production	80
IV. — La répartition de la production selon les sources d'énergie	81
§ 2. — Consommation:	
I. — L'évolution de la consommation	82
II. — La répartition de la consommation par secteur d'utilisation et par région	82
§ 3. — Perspectives d'avenir:	
I. — Besoins	82
II. — Disponibilités	83
III. — Le programme d'investissements	83
IV. — Le coût de la construction	83
§ 4. — Financement	84
CHAPITRE II. — *Le gaz naturel et le pétrole:*	
1° Le statut des entreprises chargées de la recherche et de l'exploitation	84
2° La recherche	84
3° La localisation des gisements	85
A. — Le gaz naturel:	
§ 1er. — La production de gaz naturel	86
§ 2. — Le réseau de transport	86
§ 3. — La consommation	86
§ 4. — Le prix du gaz naturel	87
B. — Le pétrole:	
§ 1er. — La consommation intérieure	87
§ 2. — La production de pétrole brut	88
§ 3. — La capacité de raffinage	89
§ 4. — La production des raffineries	89
§ 5. — Le prix de vente et les charges fiscales	89
CHAPITRE III. — *Le charbon:*	
§ 1er. — La production	90
§ 2. — Les approvisionnements	90
ANNEXE. — La structure des salaires et le coût de la main-d'œuvre en Italie	90

INTRODUCTION

La mission consacrée à l'Italie eut lieu les 21, 22 et 23 janvier 1954.

La mission tient à exprimer sa très vive gratitude à l'ambassade de France à Rome, qui a apporté son entier concours à l'organisation et l'exécution de cette mission.

Elle tient à exprimer toute sa reconnaissance aux personnalités italiennes des secteurs public et privé, qui lui ont réservé un accueil chaleureux et fourni spontanément tous les renseignements qu'elle souhaitait.

La mission était composée de:

Chef de mission: M. Mayolle.

Membres: MM. Le Brun, Millot, Richard, Taix, Uchard.

Elle était accompagnée de M. Cariet, chargé de mission au conseil économique.

Le programme de la mission était le suivant:

Jeudi 21 janvier 1954: région de Milan.

Matin:

Visite de la centrale thermique au méthane de Tavazzano;

Visite de la station d'études géologiques et géophysiques de Lodi.

Après-midi:

Visite de la station de dégazolinage de Cortemaggiore;

Visite du centre de forage et des installations d'exploitation de gaz de Costemaggiore.

Vendredi 22 janvier 1954: Rome.

Matin:

Entretiens avec M. Hugues, conseiller commercial près l'ambassade de France;

Réception au Palais Chigi par:

M. Corrias, directeur des affaires économiques au ministère des affaires étrangères;

Puis par M. Benfenuti, secrétaire d'Etat aux affaires étrangères.

Réunion au ministère de l'industrie, en présence des représentants officiels des services de l'énergie, sous la présidence du professeur Visentini et de l'inspecteur général Ranzi.

Après-midi:

Réunion au ministère de l'industrie, en présence des représentants officiels des services de l'énergie, sous la présidence du professeur Visentini et de l'inspecteur général Ranzi. (Suite.)

Samedi 23 janvier 1954: Rome.

Matin:

Réunion au ministère de l'industrie, en présence des représentants officiels des services de l'énergie, sous la présidence du professeur Visentini et de l'inspecteur général Ranzi.

Après-midi:

Entretiens avec le professeur Silva, directeur général de la société Coniel;

Réception à l'ambassade de France.

CHAPITRE PRELIMINAIRE

APERÇU SUR LA SITUATION ENERGETIQUE DE L'ITALIE

L'Italie dispose de deux sources d'énergie principales:

L'énergie hydraulique, qui constitue la base de la production énergétique italienne;

Le gaz naturel, dont l'exploitation est encore récente et par conséquent limitée, mais qui constituera vraisemblablement, dans un avenir très rapproché, une source d'énergie appréciable.

Les autres ressources énergétiques peuvent être tenues pour négligeables. La production de houille et de lignite, qui atteignait, avant la guerre, 1,5 à 2 millions de tonnes par an, plafonne aujourd'hui à 1.200.000 tonnes. Il est vrai qu'entre temps, l'Italie a dû céder à la Yougoslavie le bassin de l'Arsa (Istrie), dont la production annuelle se situait aux environs de 800.000 tonnes. Des plans ont été dressés en vue de porter la production de charbon Sulcis (Sardaigne) à 3 millions de tonnes, mais, de toute manière, l'Italie demeure largement dépendante des marchés extérieurs.

La recherche du pétrole, qui est conduite parallèlement à celle du méthane, a déjà donné quelques résultats encourageants à Cortemaggiore, où la mission a eu l'occasion de visiter l'installation moderne de dégazolinage, à Ravenne et, tout récemment, en Sicile.

Mais il serait prématuré de chercher à évaluer dès maintenant les possibilités qui s'offrent à l'Italie dans ce domaine. On ne peut pas parler encore de pétrole national et il est raisonnable de penser que, pendant de longues années, l'Italie devra importer pour couvrir ses besoins.

En ce qui concerne la houille blanche, par contre, les possibilités sont considérables: la capacité de production des installations techniquement possibles a été évaluée à 56 milliards de kWh. Ces sources d'énergie sont concentrées dans l'Italie du Nord, qui fournit plus de 70 p. 100 de l'énergie électrique produite par l'ensemble du pays, d'où un déséquilibre entre l'équipement électrique du Nord et du Sud de l'Italie. L'utilisation des possibilités énergétiques des Alpes a été conduite avec application pendant plus d'un demi-siècle. Menée avec vigueur jusqu'en 1949, cette politique permettait à l'Italie, avant la guerre, de satisfaire ses besoins énergétiques par la production d'électricité hydraulique dans la proportion de 40,5 p. 100; elle lui permet de les couvrir aujourd'hui dans la proportion de 51 p. 100.

Mais il apparaît que, si l'Italie devait poursuivre son équipement hydraulique à la même cadence que dans les années de l'après guerre, ses réserves techniquement et financièrement exploitables seraient épuisés en moins de trente années. C'est ce qui a amené le Gouvernement italien à mettre au point un programme d'équipement thermique. Depuis 1949, le rythme d'accroissement de la puissance thermique a dépassé le rythme d'accroissement de la

puissance hydraulique, cette dernière connaît un progrès moyen annuel de 6,5 p. 100 contre 9,3 p. 100 pour la puissance thermique.

Avec la découverte du méthane, c'est une véritable révolution industrielle qui semble s'amorcer dans la vallée du Pô. Le gaz naturel qui, il y a quelques années encore, était considéré comme un succédané autarcique, connaît actuellement une faveur peu commune. Ses usages se multiplient: chauffage industriel, chauffage domestique, traction automobile, industrie chimique et production d'énergie électrique.

Ses caractéristiques, son bas prix de revient, lui permettent de répondre indifféremment à tous ces besoins. Enfin, les réserves importantes décelées jusqu'à maintenant rendent possible, tout au moins provisoiremen', des emplois aussi inattendus et semble-t-il aussi antiéconomiques que la production d'énergie thermique.

La production globale d'énergie de l'Italie se répartit entre les différentes sources de la façon suivante:

Charbon, 28 p. 100;	Thermique, 12 p 100;
Gaz, 9 p. 100;	Hydraulique, 51 p. 100

Le tableau suivant retrace l'évolution du bilan énergétique de l'Italie, au cours des années 1938, 1950, 1951 et 1952.

DÉSIGNATION	1938	1950	1951	1952
Production de houille (millions de tonnes)	1,5	1	1,2	1,1
Importations de houille (millions de tonnes)	11,85	8,85	11	9,03
Production de coke de four (en équivalent charbon, millions de tonnes)	1,53	1,35	1,98	2,25
Production de pétrole brut (en équivalent charbon, millions de tonnes)	0,015	0,015	0,03	0,09
Pétrole brut traité (en équivalent charbon, millions de tonnes)	1949 — 4,65	7,95	11,1	14,55
Production de gaz naturel (en équivalent charbon, millions de tonnes)	1938 — 0,02	0,68	1,30	1,91
Production d'électricité (en équivalent charbon, millions re tonnes):				
Hydraulique	8,76	12,96	15,78	16,26
Thermique	0,6	1,86	1,74	2,28
Total	9,36	14,82	17,52	18,54
Consommation d'énergie (en équivalence houille):	1937 —			
Totale (en millions de tonnes)	28,18	29,52	37,64	37,35
Par habitant (en tonnes)	0,66	0,63	0,81	0,80

Il ne faut pas se dissimuler que l'équipement réalisé est encore dépourvu de cohésion. La disproportion entre l'Italie du Nord et le Midi, aussi bien pour la production que pour la consommation, n'a pas disparu et n'est pas près de l'être.

Il faut aussi remarquer que cet équipement est surtout orienté vers la satisfaction des besoins individuels. En 1938, les usagers privés recevaient 7 p. 100 du charbon utilisé et 10 p. 100 du courant électrique, soit, avec les maigres contingents de produits pétroliers attribués à la consommation rurale et domestique au plus 100 kW par habitant et par an. Cette situation, il est vrai, s'est quelque peu améliorée avec le développement de la production d'énergie électrique, et surtout avec la découverte et l'exploitation du gaz naturel qui permettent aujourd'hui à l'Italie de limiter ses importations de charbon et d'équilibrer sa balance d'énergie électrique.

Il reste cependant que l'Italie n'est pas pleinement satisfaite dans ses besoins énergétiques; elle doit limiter sa consommation intérieure et notamment sa consommation domestique et doit recourir à des importations encore importantes de charbon et de pétrole pour assurer l'équilibre de sa balance énergétique.

Sa consommation, en équivalent charbon, par habitant, est une des plus faibles de l'Europe de l'Ouest:

Italie, 0,8; France, 2,3; Suisse, 2,5; Grande-Bretagne, 4,6.

Pour compléter son déficit énergétique, l'Italie envisage de développer sa production en répartissant avec à propos les demandes entre les différentes sources d'énergie.

Le problème de reconstruction économique du pays présente un triple aspect:

L'accroissement de la production nationale d'énergie;

L'adaptation des sources d'énergie aux besoins en vue d'obtenir le meilleur rendement énergétique possible;

Equilibrer la production et la consommation entre les différentes parties du territoire.

Un programme d'investissement, dont on trouvera le détail dans la suite de ce rapport, est en cours d'exécution. Ce programme, qui ne répond que partiellement aux besoins, rencontre pour son application des difficultés d'ordre financier, notamment dans le secteur de l'électricité. Celles-ci tiennent:

Au niveau très bas du prix de vente de l'énergie électrique, qui est maintenu au coefficient 24 par rapport à 1938, alors que l'indice des prix de gros atteint le coefficient 62;

A l'étroitesse du marché des capitaux.

L'exceptionnelle liquidité que l'on constatait en 1952 a aujourd'hui disparu. Les milieux industriels se plaignent des limitations que les banques imposent à l'octroi de nouveaux crédits et du taux élevé du loyer de l'argent (7 à 8 p. 100 pour le moyen terme) au moment même où la reprise de la production devait les amener à accroître considérablement le recours au système bancaire et au marché financier.

Pour moderniser l'Italie du Sud, le Gouvernement italien a créé, en octobre 1950, sous le nom de Caisse du Midi (Cassa del Mezzogiorno), un organisme chargé de coordonner la mise en valeur de ces territoires et dotés initialement de crédits annuels de 100 milliards de lires. Ultérieurement, d'autres crédits d'investissements, d'un montant global de 200 milliards de lires, ont été prévus pour la zone arrière de l'Italie centrale et septentrionale. La Caisse du Midi est amenée à financer, à titre accessoire, des travaux d'équipement hydraulique et thermique.

CHAPITRE Ier

L'ELECTRICITE

§ 1er. — Production.

I. — Evolution de la production.

Comme la Suisse, l'Italie est très avancée dans l'équipement de ses ressources en énergie hydraulique. Les possibilités sont, en effet, considérables, puisque la capacité de production annuelle des installations techniquement possibles a été évaluée à 56 milliards de kilowatts-heure.

En dépit des efforts réalisés dans la péninsule et dans les îles, l'essentiel de la production est concentrée dans l'Italie du Nord, qui fournit plus de 70 p. 100 de l'énergie électrique produite par l'ensemble de l'Italie.

Depuis un demi siècle, l'Italie, pour alléger le poids des importations de charbon et de pétrole sur sa balance commerciale, a poursuivi une politique systématique d'électrification, menée avec vigueur pendant les années qui précédèrent la deuxième guerre mondiale. Cette politique permettait à l'Italie, en 1939, de satisfaire ses besoins énergétiques par la production d'électricité, dans une proportion de 40,5 p. 100.

L'équipement électrique de l'Italie a été durement touché au cours de la deuxième guerre mondiale. Certains ouvrages, tels que la centrale géothermique de Larderello, ont été complètement détruits; enfin, les travaux de construction d'ouvrages ont subi un ralentissement sensible.

La situation fut aggravée à partir de 1945 par deux nouvelles difficultés:

1° L'augmentation de la demande, due à l'accroissement de la population, d'une part, et au coût élevé des charbons d'importation, d'autre part;

2° Une succession de sécheresses prolongées.

L'Italie fut donc conduite, non seulement à reconstituer les installations détruites ou endommagées, mais également à mettre en œuvre un plan de construction d'ouvrages neufs.

Ce programme (1946-1950) surtout hydraulique, portait sur 12.407 millions de kWh, mais il fut revisé en 1949 et une place plus importante y fut réservée aux installations thermiques.

Le tableau suivant retrace l'évolution de la production entre 1926 et 1951:

ANNÉES	PRODUCTION kWh × 10⁶	ANNÉES	PRODUCTION kWh × 10⁶
1926	7.643	1939	17.882
1927	8.108	1940	18.974
1928	8.929	1941	20.293
1929	9.815	1942	19.861
1930	10.079	1943	18.018
1931	9.885	1944	13.106
1932	10.227	1945	12.365
1933	11.181	1946	16.923
1934	12.073	1947	20.334
1935	13.247	1948	22.240
1936	13.776	1949	20.442
1937	15.188	1950	24.447
1938	15.380	1951	28.818

II. — Conditions juridiques de la production

La répartition de la production entre les différents producteurs s'effectue de la façon suivante:

ANIDEL	75 p. 100
Régies municipales	6 —
Chemins de fer	3 —
Autres producteurs	16 —

L'ANIDEL ou Associazione Nazionale Industrie distributici li energia elettrica est une association groupant les producteurs et distributeurs privés.

En fait, le statut juridique des entreprises ressortissant à ANIDEL n'est pas, à proprement parler, celui d'entreprises capitalistes privées. En effet, les actions de l'industrie électrique étaient, avant la deuxième guerre mondiale, pour la plupart, aux mains des banques. Certaines d'entre elles ayant dû être renflouées par l'Etat italien, celui-ci a pu désormais exercer un contrôle sur l'industrie électrique. Il l'a fait par l'intermédiaire d'une société d'investissements, l'I. R. I., qui est chargée de gérer les participations de l'Etat dans différents secteurs de l'industrie et notamment dans celui de l'industrie électrique.

Ce contrôle se caractérise par sa souplesse. Dans chaque conseil d'administration, l'I. R. I. fait désigner deux de ses représentants qui sont le plus souvent choisis parmi le personnel dirigeant de l'entreprise elle-même.

L'action de l'I. R. I. est surtout prépondérante dans le domaine des investissements dont elle établit elle-même les programmes. Chaque année, l'I. R. I. soumet un rapport au ministre du Trésor, rapport qui est annexé au budget de l'Etat et voté avec lui.

En tout état de cause, les entreprises contrôlées par l'I. R. I. gardent leur statut d'entreprises privées, et partant la faculté de s'affilier à la Confindustria, confédération de l'industrie italienne.

Le tableau suivant donne la répartition de la production électrique par producteur.

Répartition de la production d'énergie électrique par producteur (en milliers de kWh).

DÉSIGNATION	ENTREPRISES commerciales.		MUNICIPALITÉS		AUTOPRODUCTEURS		CHEMINS DE FER		TOTAL	
	1952	1951	1952	1951	1952	1951	1952	1951	1952	1951
Hydro-électricité	20.040.923	19.131.089	2.001.711	1.943.000	4.196.832	4.461.332	866.081	818.253	27.105.547	26.353.674
Electricité thermique (1)	2.986.939	2.147.662	27.031	23.550	723.691	697.984	»	»	3.737.664	2.869.196
Total	23.027.862	21.278.751	2.028.742	1.966.550	4.920.526	5.159.316	866.081	818.253	30.843.211	29.222.870
Energie importée	279.738	246.556	»	»	»	»	24.512	24.496	304.250	271.052
Total général	23.307.600	21.525.307	2.028.742	1.966.550	4.920.526	5.159.316	890.593	842.749	31.147.461	29.493.922
Energie exportée	75.446	89.760	»	»	239.176	243.190	»	»	314.622	332.950
Energie disponible	23.232.154	21.435.547	2.028.742	1.966.550	4.681.350	4.916.126	890.593	842.749	30.832.839	29.160.972

(1) Y compris l'énergie géothermique (1,8 milliard de kWh en 1952; 1,6 milliard de kWh en 1951).

III. — La répartition géographique de la production

(En milliers de kWh)

RÉGIONS	HYDRAULIQUE		THERMIQUE (1)		TOTAL	
	1952	1951	1952	1951	1952	1951
Piemonte	3.984.515	4.200.771	109.004	116.705	4.093.519	4.317.476
Valle d'Aosta	1.628.333	1.553.907	22.343	33.661	1.650.676	1.587.568
Lombardia	6.734.273	6.371.010	365.061	182.197	7.099.334	6.553.207
Trentino-Alto Adige	4.787.208	3.983.890	»	»	4.787.208	3.983.890
Veneto	2.882.948	2.719.291	112.990	59.971	2.995.938	2.779.262
Friuli-Venezia Giulia	733.395	780.233	42.108	38.510	775.503	818.743
Liguria	203.409	259.597	195.571	84.069	398.980	343.666
Emilia-Romagna	434.109	558.799	55.811	62.256	489.920	621.055
Italie du Nord	21.388.190	20.427.498	902.888	577.369	22.291.078	21.004.867
Toscana	599.180	580.014	1.927.859	1.663.753	2.527.039	2.243.767
Umbria	1.130.360	1.226.632	784	6	1.131.144	1.226.638
Marche	253.777	276.819	3.963	1.894	257.740	278.713
Lazio	837.198	995.135	76.604	27.704	913.802	1.022.839
Italie centrale	2.820.515	3.078.600	2.009.210	1.693.357	4.829.725	4.771.957
Abruzzi e Molise	1.423.528	1.236.723	269	2.196	1.423.797	1.238.919
Campania	264.526	347.930	240.791	97.573	505.573	445.503
Puglia	2.992	2.842	4.516	5.483	7.508	8.325
Basilicata	11.407	13.979	26	26	11.433	14.005
Calabria	803.675	866.404	805	595	804.480	866.999
Italie méridionale	2.506.128	2.467.878	246.407	105.873	2.752.535	2.573.751
Sicilia	134.472	136.369	416.468	338.065	550.940	474.434
Sardegna	256.242	243.329	162.691	154.532	418.933	397.861
Italie insulaire	390.714	379.698	579.159	492.597	969.873	872.295
Total	27.105.547	26.353.674	3.737.664	2.869.196	30.843.211	29.222.870

(1) Energie géothermique comprise.

La lecture de ce tableau met en lumière la disproportion qui existe entre l'équipement électrique de l'Italie du Nord et celui du reste du pays. Rapportée au nombre d'habitants, la statistique est encore plus frappante :

RÉGIONS	ANNÉE 1951		
	KWh × 10⁹.	Millions d'habitants.	KWh/habitant
Italie du Nord............	21	20,8	1.020
Italie du Centre............	4,8	10,3	470
Italie du Midi............	2,55	10,2	250
Iles............	0,85	5,7	150
Italie............	29,2	47	620

IV. — La répartition de la production selon les sources d'énergie

Le tableau suivant retrace l'évolution de la production électrique, en Italie, depuis 1922, suivant les sources d'énergie :

ANNÉES	PRODUCTION D'ÉNERGIE (Millions de kWh.)				ÉCHANGES extérieurs.		ÉNERGIE disponible.
	Hydraulique.	Thermique.	Géothermique.	Total.	Importations.	Exportations.	
1922......	4.380	330	20	4.730	»	»	4.730
1923......	5.360	225	25	5.610	»	»	5.610
1924......	6.140	283	27	6.450	»	»	6.450
1925......	6.870	359	31	7.260	»	»	7.260
1926......	8.000	348	42	8.390	223	»	8.613
1927......	8.430	259	51	8.740	195	»	8.935
1928......	9.380	191	59	9.630	229	»	9.859
1929......	9.970	350	60	10.380	244	»	10.624
1930......	10.320	293	57	10.670	164	»	10.834
1931......	10.180	237	53	10.470	173	»	10.643
1932......	10.260	280	50	10.590	169	»	10.759
1933......	11.300	274	76	11.650	177	»	11.827
1934......	12.270	257	73	12.600	206	»	12.806
1935......	13.420	298	82	13.800	218	»	14.018
1936......	13.261	294	93	13.648	214	»	13.862
1937......	14.861	444	125	15.430	194	»	15.624
1938......	14.580	761	203	15.544	244	»	15.788
1939......	17.006	923	488	18.417	213	»	18.630
1940......	17.898	996	536	19.430	252	»	19.682
1941......	19.270	842	649	20.761	232	»	20.993
1942......	18.426	914	893	20.233	247	»	20.480
1943......	16.794	544	909	18.247	191	»	18.438
1944......	12.888	378	279	13.545	30	»	13.575
1945......	12.276	280	92	12.648	7	»	12.655
1946......	16.590	656	239	17.485	75	»	17.560
1947......	18.903	998	672	20.573	142	»	20.715
1948......	20.853	964	877	22.694	188	»	22.882
1949......	17.383	2.343	1.056	20.782	188	48	20.922
1950......	21.605	1.798	1.278	24.681	273	144	24.810
1951......	26.354	1.284	1.585	29.223	271	333	29.161
1952......	27.105	1.899	1.839	30.843	304	314	30.833
1953...... (estimations.)	27.700	4.800		32.500	»	»	»

a) *Les progrès de la production thermique.*

Si l'hydraulique reste la base de la production électrique italienne, le fait majeur de ces dernières années est le développement considérable de la production thermique. Celle-ci, qui ne représentait, en 1946, qu'environ 5,5 p. 100 de la production totale d'énergie électrique, atteignait :

12 p. 100 en 1950,
10 p. 100 en 1951,
12 p. 100 en 1952,
15 p. 100 en 1953.

En 1949, le ministère des travaux publics, en collaboration avec les principaux groupes producteurs d'énergie, avait établi un programme de construction de centrales thermo-électriques qui prévoyait l'installation à la fin de 1954 d'une puissance totale de 1.500.000 kilowatts

Actuellement, d'après les constructions déjà terminées et celles dont la construction est en cours, on peut considérer que d'ici quelques mois, les installations en service fourniront un total d'environ 1.254.000 kilowatts installés, si bien que la puissance des installations thermo-électriques italiennes aura triplé par rapport à la fin de l'année 1949.

Sur les 4.500.000.000 kWh produits en 1953 par les centrales thermiques, 1.930.000.000 kWh ont été fournis par les centrales géothermo-électriques de Larderelle. Le reste, soit 2.600.000.000 kWh, a été produit principalement par les nouvelles centrales de Gênes, Plaisance, Tavazzano, Porto Morghera, Chivasso, Naples et Palerme.

La centrale de Tavazzano, du jour de son entrée en service (1er juin 1952) jusqu'à la fin de juin 1953, a totalisé 6.143 heures de fonctionnement pour la première unité et 3.710 heures pour la seconde unité (mise en marche en novembre 1952). La production totale, dans les 12 derniers mois dépasse 500.000.000 de kWh mesurés sur la sortie des lignes à haute tension qui partent de la centrale.

L'énergie géothermo-électrique joue déjà un rôle important dans l'économie électrique italienne avec une production annuelle d'environ 2 milliards de kWh, et elle est destinée à beaucoup se développer dans l'avenir si, comme on l'espère, les recherches de vapeurs naturelles connaissent le succès.

Il est intéressant de noter que l'Italie, disposant d'un ensemble important quant à la puissance installée et de nouvelles centrales modernes, se trouve actuellement au premier rang de tous les pays européens, tant pour la basse consommation spécifique moyenne atteinte dans la production thermique totale, que pour celle atteinte dans la centrale à rendement plus élevé.

Dans les statistiques publiées par la section de l'énergie électrique de la Société des Nations, on relève par exemple, que les consommations spécifiques moyennes pour 1951 ont été les suivantes, en calories par kilowattheure net :

	Pour l'ensemble de toutes les centrales.	Pour la centrale à consommation la plus basse.
Angleterre	3.900	2.800
France	4.380	2.900
Allemagne	3.780	2.700
Etats-Unis	3.810	2.400

alors que pour l'Italie, bien que les données concernent une période postérieure à 1951, c'est-à-dire la période comprenant les derniers mois de 1952 et les première mois de 1953, on est arrivé à une consommation spécifique moyenne, pour l'ensemble de toutes les centrales, inférieure à 3.300 calories par kilowattheure et à une consommation spécifique moyenne, pour la seule centrale de Tavazzano à surchauffage intermédiaire, inférieure à 2.400 calories-combustible par kilowattheure net.

b) *Le financement du programme thermique.*

La réalisation de ce programme est due à l'effort financier consenti par les sociétés privées, et à l'aide accordée par les U. S. A. sur le plan E. R. P. à l'Etat italien. Ce dernier a destiné les fonds reçus à des prêts aux constructeurs de centrales, par l'entremise de l'Institut mobilier italien, prêts subordonnés à l'achat de machines américaines.

Il est utile de remarquer que le montant des prêts accordés n'a pas excédé 30 à 35 p. 100 des capitaux nécessaires à la construction des travaux, dont le montant total dépasse 100 milliards de lires ; certains de ces travaux ont même été exécutés sans avoir recours à aucun prêt I.M.I. - E.R.P. et quelques-uns en prélevant un pourcentage de 15 p. 100 seulement de la dépense totale.

En outre, alors que les fonds américains ont été accordés gratuitement à l'Etat, les prêts correspondants accordés par celui-ci à l'industrie électrique, à des conditions légèrement meilleures que celles offertes par le marché des capitaux (compte tenue de l'obligation d'achat de machines en Amérique), ne représentaient pas un avantage décisif.

c) *Les raisons de cette évolution.*

Ainsi, l'économie électrique italienne, qui était autrefois principalement hydroélectrique, tend désormais vers les deux systèmes de production : hydroélectrique et thermoélectrique. Les raisons de cette tendance s'expliquent principalement :

Par le coût croissant des installations hydroélectriques qui resteront à construire, après que les plus économiques auront eu, naturellement, la priorité ;

Par le coût élevé de l'argent, qui représente plus de 80 p. 100 du coût de l'énergie hydroélectrique ;

Par les difficultés accrues après la guerre surtout en ce qui concerne les indemnités d'expropriation et les prétentions des populations ;

Par les quantités importantes d'énergie à fournir gratuitement ou à prix coûtant aux communes et aux régions ;

Par les impôts sur la production à verser à l'Etat ou aux régions.

D'autre part, les rapides améliorations techniques qui ont été atteintes et qui peuvent influencer encore davantage à l'avenir la production thermoélectrique, rendent celle-ci de moins en moins onéreuse. L'existence d'un groupe important de centrales thermoélectriques d'intégration, rend en outre possible une exploitation intégrale du potentiel hydraulique courant et surtout du réservoir. La construction plus rapide des centrales thermoélectriques qu'hydrauliques, permet enfin de suivre de plus près l'accroissement de la consommation.

Il a été beaucoup discuté sur l'éternelle question de savoir s'il convient de développer l'une ou l'autre des deux formes de production pour subvenir aux augmentations de la consommation. « Personnellement — écrit l'ingénieur Castellani — je suis d'avis que toutes deux doivent être développées parallèlement ».

La principale raison pour laquelle, dans le passé, on n'a pas développé la production thermoélectrique, était le manque de ressources naturelles ou de combustibles italiens; mais aujourd'hui cet obstacle disparaît et la production thermoélectrique peut même se développer fortement avec deux ressources nationales d'une importance fondamentale: l'énergie géothermique et l'énergie fournie par les gisements de gaz naturel découverts et qui dépasse en importance les prévisions initiales.

L'intérêt qui s'attache au développement de la production géothermoélectrique est indiscutable, tant en raison du coût peu élevé des installations nécessaires et de l'énergie produite, que parce que les disponibilités en vapeurs naturelles ne sont utilisables que sur place et ne se prêtent pas à d'autres emplois.

L'opportunité d'utiliser les gaz naturels ne semblait pas aussi évidente jusqu'ici puisqu'ils peuvent être facilement transportés à distance et devaient tout d'abord remplacer le combustible importé ou être destinés à des usages d'un meilleur rapport économique; mais toute objection disparaît lorsqu'on considère l'importance des quantités de gaz désormais assurées et les nouveaux gisements déjà découverts en dehors de la vallée du Pô.

§ 2. — Consommation.

I. — L'évolution de la consommation

(Millions de kWh.)

1938	13.339
1941	17.677
1946	14.430
1950	20.217

Même si l'on tient compte de la signification relative des chiffres de 1941 à 1946, il apparaît que la loi du doublement de la consommation en dix ans ne s'applique pas à l'Italie, en dépit de l'accroissement rapide de sa population.

Entre 1938 et 1953, la consommation n'a fait que doubler, mais encore une fois la guerre elle-même et ses destructions enlèvent une grande partie de sa valeur à cette constatation. Toutefois, pour les années qui viennent, les experts évaluent l'accroissement annuel de la consommation à 5.5 p. 100 bien que, depuis 1946, on constate une augmentation sensible de la demande, surtout dans le secteur industriel. Celle-ci est due en particulier au bas prix du courant électrique (coefficient 24 par rapport à 1938, alors que le prix du charbon est au coefficient 62).

II. — La répartition de la consommation par secteur d'utilisation et par région

Année 1950.

NOMBRE d'usagers.	ÉNERGIE CONSOMMÉE en milliers de kWh	POURCENTAGE de la consommation totale.
9.273	319.358	1,58
9.277.000	1.712.595	8,47
1.041.300	1.439.088	7,12
19.366	80.266	0,40
87.606	1.332.908	6,59
1.262	713.086	3,53
5.720	58.383	0,29
2.533	746.771	3,69
789	75.259	0,37
4.584	276.202	0,37
1.760	75.043	0,37
149	342.261	1,69
4.054	120.221	0,60
2.320	445.244	2,20
2.204	204.991	1,01
14.442	824.618	4,08
9.598	886.225	4,38
790	982.391	4,86
67.062	1.562.326	7,73
656	1.947.624	9,63
166	2.253.460	11,15
49.290	167.230	0,83
63.743	268.305	1,33
1.898	538.699	2,66
33.554	629.032	3,11
81.183	282.754	1,40
933	1.933.302	9,56
10.783.235	20.217.642	100
Pertes	4.592.208	18,51
Energie disponible...	24.809.850	

Il faut remarquer que l'équipement électrique italien est surtout orienté vers la satisfaction des besoins industriels. La part réservée aux usages domestiques et à l'éclairage public ne s'est accrue que de 4 p. 100 de 1938 à 1950 (17 p. 100 contre 13 p. 100).

On est également frappé des différences que présente la consommation annuelle d'énergie dans les différentes régions de l'Italie:

Italie du Nord	71,21 p. 100.
Italie centrale	16,77 —
Italie méridionale	9,09 —
Italie insulaire	2,93 —

Une étude faite en 1948 révèle que, dans ces quatre régions, la consommation annuelle par habitant s'établissait comme suit:

Italie du Nord	590 kWh.
Italie centrale	410 —
Italie méridionale	150 —
Italie insulaire	75 —

Ainsi apparaît la nécessité d'accentuer en priorité les dotations d'énergie électrique de l'Italie du Midi et des îles et les consommations dans ces régions, soit en y développant les installations hydroélectriques, soit en provoquant une augmentation des transferts d'énergie électrique du Nord vers le centre et le Midi.

§ 3. — Perspectives d'avenir.

I. — Besoins

D'après une étude du professeur Visentini, il paraît raisonnable d'évaluer l'augmentation annuelle de la consommation à 30 kWh par habitant. Cette estimation se situe comme une moyenne entre celle de 34,2 que l'on a constatée en France pour la période 1938-1951 et celle de 25 enregistrée en Belgique pour les années 1939-1950.

Pendant les premières années, l'augmentation des besoins sera d'environ 6 p. 100 de la valeur de l'année précédente pour décroître graduellement par la suite.

Parallèlement, les statistiques laissent prévoir une lente croissance de la population (20 p. 100 en trente ans).

En tenant compte de ces données, le professeur Visentini a établi le tableau suivant des besoins annuels d'énergie électrique de l'Italie pour une période de quarante années.

Besoins annuels d'énergie électrique.

ANNÉES	POPULATION milliers.	CONSOMMATION individuelle kWh.	BESOINS kWh × 10⁶.
1951	47.021	600	28.213
1952	47.341	630	29.825
1953	47.662	660	31.457
1954	47.983	690	33.108
1955	48.305	720	34.780
1956	48.628	750	36.471
1957	48.952	780	38.183
1958	49.277	810	39.914
1959	49.603	840	41.667
1960	49.930	870	43.439
1961	50.258	900	45.232
1962	50.586	930	47.045
1963	50.915	960	48.878
1964	51.245	990	50.733
1965	51.576	1.020	52.608
1966	51.908	1.050	54.503
1967	52.240	1.080	56.419
1968	52.573	1.110	58.356
1969	52.907	1.140	60.314
1970	53.241	1.170	62.292
1971	53.574	1.200	64.291
1972	53.912	1.230	66.312
1973	54.248	1.260	68.352
1974	54.585	1.290	70.415
1975	54.923	1.320	72.498
1976	55.261	1.350	74.602
1977	55.600	1.380	76.728
1978	55.940	1.410	78.875
1979	56.280	1.440	81.043
1980	56.620	1.470	83.231
1981	56.961	1.500	85.442
1982	57.303	1.530	87.674
1983	57.647	1.560	89.929
1984	57.992	1.590	92.207
1985	58.340	1.620	94.511
1986	58.690	1.650	96.838
1987	59.043	1.680	99.192
1988	59.397	1.710	101.569
1989	59.753	1.740	103.970
1990	60.112	1.770	106.398

II. — Disponibilités

La productivité normale de toutes les ressources hydrauliques disponibles est de l'ordre de 56 milliards de kWh par an et la partie de ces ressources déjà utilisée en représente 41 p. 100. On constate que 15 p. 100 de l'énergie produite au moyen des installations hydroélectriques existantes peut être réglée par des réservoirs et que ce taux pourra atteindre 21 p. 100 pour l'ensemble de l'énergie hydraulique disponible.

En termes de puissance, et sur la base de la moyenne concédée, le chiffre actuel est de 4.196.381 kW et celui du total de 10.332.217 kW. On peut donc construire encore des installations hydroélectriques pour une puissance moyenne de 6.135.836 kW.

Ressources disponibles en énergie hydro-électrique.

Régions hydrographiques	Installations existantes au 31 décembre 1951.			Autres installations possibles.			Total ressources hydroélectriques.		
	Puissance moyenne.	Productivité normale.		Puissance moyenne.	Productivité normale.		Puissance moyenne.	Productivité normale.	
		Réglée.	Totale.		Réglée.	Totale.		Réglée.	Totale.
	KW.	KWh × 10⁶.	KWh × 10⁶.	KW.	KWh × 10⁶.	KWh × 10⁶.	KW.	KWh × 10⁶.	KWh × 10⁶.
Vénétie	1.146.214	630	6.247	1.796.415	1.958	9.790	2.942.629	2.588	16.037
Lombardie	1.197.263	1.340	6.525	1.079.699	1.765	5.884	2.276.962	3.105	12.409
Piémont	735.330	357	4.008	829.375	904	4.520	1.564.705	1.261	8.528
Emilie	63.061	20	344	232.639	380	1.268	295.700	400	1.612
Ligurie	39.782	19	217	151.396	100	825	191.178	119	1.042
Toscane	58.472	4	319	160.128	44	873	218.600	48	1.192
Romagne, Marches	60.495	20	330	412.705	225	2.249	473.200	245	2.579
Ombrie, Latium	361.605	305	1.971	220.228	360	1.200	581.833	665	3.171
Abruzzes, Molise, Pouilles	193.257	281	1.053	255.369	418	1.392	448.626	699	2.445
Campanie	138.124	25	754	307.647	503	1.677	446.071	528	2.431
Basilicate, Calabre	126.302	312	688	450.598	1.048	2.619	606.900	1.360	3.307
Sicile	26.742	31	146	131.384	286	716	158.126	317	862
Sardaigne	49.434	164	269	78.253	299	427	127.687	463	696
Totaux	4.196.381	3.508	22.871	6.135.836	8.290	33.440	10.332.217	11.798	56.311
		15 p. 100.	100 p. 100.		25 p. 100.	100 p. 100.		21 p. 100.	100 p. 100.
	41 p. 100.			59 p. 100.			100 p. 100.		
		30 p. 100.			70 p. 100.			100 p. 100.	
			41 p. 100.			59 p. 100.			100 p. 100.

L'accroissement annuel maximum de la puissance concédée au cours de l'avant-guerre, se situe en 1928 à 259.000 kW et le maximum de l'après-guerre en 1949 à 278.000 kW. Des raisons d'ordre technique et financier inclinèrent le professeur Visentini à penser qu'il ne serait pas possible ni peut-être même opportun de maintenir, pendant plusieurs années, une augmentation annuelle de puissance moyenne de beaucoup supérieure à celle observée au cours de l'après-guerre. C'est pourquoi il adopta comme valeur moyenne annuelle de construction de nouvelle puissance moyenne le chiffre de 210.000 kW. Sur cette base, la puissance moyenne hydraulique que l'on peut construire serait épuisée en vingt-neuf ans.

Un tel équipement ne permettrait cependant pas de couvrir l'intégralité des besoins. Un déficit important subsisterait, qu'il appartiendrait à l'énergie thermique de combler. Grâce à cet apport, l'Italie peut espérer atteindre en 1960 la balance complète entre sa production et ses besoins. Les prévisions du professeur Visentini, qui n'ont d'ailleurs qu'une valeur d'indication, sont résumées dans le tableau suivant:

Augmentations moyennes annuelles de puissance des installations pour la production d'énergie électrique.

Période	Augmentation annuelle de puissance moyenne			
	Installations hydrauliques.	Installations géo-thermiques ou à méthane.	Installations thermiques à charbon ou à mazout.	Total.
	KW.	KW.	KW.	KW.
De 1951 à 1960..	210.000	85.700	139.000	434.700
De 1961 à 1970..	210.000	95.300	97.500	402.800
De 1971 à 1980..	210.000	122.000	105.100	437.100
De 1981 à 1990..	»	297.900	190.900	487.900

III. — Le programme d'investissements

Le programme envisagé prévoit un investissement annuel de 180 milliards de lires à partir de 1954, dont :

143 milliards pour l'hydraulique.

Et 37 milliards pour le thermique.

Cette orientation semble procéder des considérations suivantes:

Il y a un intérêt certain pour l'Italie à construire rapidement toutes les installations hydrauliques qui sont liées à des problèmes d'irrigation, d'assainissement ou d'aménagements fluviaux.

Dans tous les autres cas, il faudra donner la préférence aux installations thermiques, afin de retarder l'épuisement des ressources hydrauliques disponibles.

En ce qui concerne l'énergie thermique, l'effort portera principalement sur le méthane et, à titre secondaire, sur les vapeurs endogènes.

Les centrales à charbon ou à mazout garderont leurs fonctions de réserve et d'intégration saisonnière. Les centrales à méthane, au contraire, seront employées à des services de base, la couverture des pointes étant assurée principalement par les centrales hydroélectriques à réservoir.

En l'absence d'un programme complet de développement des installations thermo-électriques à méthane, il n'est guère aisé d'évaluer la part qui leur reviendra dans la production totale d'énergie électrique de l'Italie. Toutefois, les techniciens italiens prévoient qu'en 1960, la production d'énergie thermo-électrique par méthane pourra atteindre 3 ou 4 milliards de kWh. Ce chiffre correspond à 30 p. 100 de la production annuelle possible de méthane pour les gisements actuellement en exploitation.

Cependant, la demande toujours croissante d'énergie électrique a amené le gouvernement italien à développer les recherches de vapeurs endogènes. Les forages entrepris notamment dans les régions de Naples et de Viterbe, laissent espérer pour 1960 une production géothermique d'une puissance d'au moins 50.000 kW. A cette production, s'ajoutera celle du groupe de Larderello, dont l'accroissement de puissance envisagé est de l'ordre de 25.000 kW tous les deux ans.

IV. — LE COUT DE LA CONSTRUCTION

Dans les installations hydroélectriques, le coût du kWh s'établit de la façon suivante :

	Nord	Sud
Fil de l'eau	30 lires	50 lires
Réservoir	60 lires	90 lires

En ce qui concerne les centrales thermiques, on estime que le coût du kW installé est de l'ordre de 120.000 lires. Cependant la centrale de Tavazzano qui fonctionne au méthane n'a coûté que 45.000 lires par kilowatt.

Le prix de revient de l'énergie thermoélectrique par méthane pour les anciennes centrales transformées, est calculé à 7 lires environ par kWh, charges du capital exclues. Pour les nouvelles centrales, ce prix dépendra évidemment des solutions techniques adoptées. En dehors des détails de ces solutions si l'on s'en rapporte aux réalisations récentes (Tavazzano), on peut penser que le prix de revient de la production d'énergie dans ces centrales sera de l'ordre de 5 lires par kWh, charges de capital comprises, c'est-à-dire tout à fait comparable à celui de l'énergie hydroélectrique.

§ 4. — Financement

L'étroitesse du marché des capitaux et la cherté du loyer de l'argent (moyen terme 7 à 8 p. 100) limitent les investissements privés et rendent les constructions onéreuses. Le professeur Silva évalue à 10 lires par kW installé la charge des emprunts. Aussi, l'industrie italienne fait-elle appel aux capitaux étrangers, américains, suisses et belges notamment.

Pour financer le programme d'investissements, le gouvernement italien procède à la création d'un institut financier « Finellectrica » qui sera alimenté dans la proportion des deux tiers par des fonds privés et par un tiers par des capitaux publics.

Pour moderniser l'Italie du sud, le gouvernement italien a créé en 1950 un organisme autonome, la « Caisse du Midi » qui est chargée de financer et d'exécuter un plan de travaux.

Ce plan comporte notamment l'exécution de travaux hydrauliques dont le but principal est l'irrigation des campagnes et accessoirement la fourniture d'énergie.

La contribution fournie par la Caisse au titre de l'agriculture pour la construction d'un barrage est de l'ordre de 87 p. 100 du coût des travaux.

A cette subvention de la Caisse s'ajoute une subvention de l'Etat de 45.000 lires par kW installé pendant une durée de quinze années.

Dans le Nord, où le coût de la construction est généralement deux fois moins élevé, la subvention de l'Etat ne dépasse pas 70 p. 100 de celle accordée dans le Sud.

La Caisse du Midi finance également la construction de centrales thermiques. A cette fin, elle prélève sur les utilisateurs une contribution moyenne de 25 centimes par kWh. Cette contribution varie suivant les installations, un traitement de faveur est notamment prévu pour l'électrochimie.

CHAPITRE II

Le gaz naturel et le pétrole

En 1926, le gouvernement italien créa l'«Azienda Generale Italiana Petroli » (A.G.I.P.) en vue du développement des activités concernant l'industrie et le commerce des produits pétroliers. Il apparut bien vite que la recherche du gaz naturel pour lui-même était au moins aussi intéressante que celle du pétrole. Elle fut d'ailleurs favorisée par l'état d'autarcie dans lequel vivait l'Italie à cette époque. Aussitôt après le démarrage de la première station italienne moderne de gaz comprimé à Salsomaggiore, en 1935, le gaz naturel qui, jusqu'alors était utilisé pour les besoins propres des champs pétrolifères, fut de plus en plus employé comme carburant : 60 p. 100 de la production entre 1935 et 1940 et 80 p. 100 de la production pendant la guerre sur un débit total à ce moment de 50 millions de mètres cubes par an.

Pourtant, jusqu'en 1945, l'exploitation du méthane ne devait guère dépasser le stade artisanal : les recherches étaient menées sans méthode, sans étude sérieuse du sous-sol et les forages peu profonds. En fait, c'est seulement depuis six ans que la production de gaz naturel en Italie a pris une réelle extension. En 1952, 1.400.000.000 de mètres cubes de gaz naturel ont été distribués aux utilisateurs. Alors que le gouvernement fasciste se proposait comme objectif une production annuelle de 15 millions de mètres cubes, c'est 10 millions de mètres cubes qui ont été régulièrement fournis chaque jour au début de l'année 1954.

Depuis 1946, les avantages du méthane se sont affirmés et en font un des combustibles les plus parfaits. Il n'est pas toxique. Il est facilement transportable par des pipelines. Le remplacement du charbon ou des huiles de pétrole par le méthane dans l'industrie procure de nombreux avantages. Aussi le méthane est-il en train de prendre dans l'industrie italienne une très grande importance et constitue déjà, par sa valeur, le principal des produits miniers de l'Italie qui est aujourd'hui au premier rang des producteurs de gaz naturel en Europe.

1° Le statut des entreprises chargées de la recherche et de l'exploitation.

Pour coordonner et contrôler la recherche et l'exploitation des ressources en gaz naturel et en pétrole, la loi du 10 février 1953 créa un organisme de droit public l' « Ente Nazionale Idrocarburi » (E.N.I.) auquel il confia les attributions suivantes :

1. La prise d'inititatives d'un intérêt national dans le domaine des hydrocarbures et des vapeurs naturelles;
2. La recherche et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures en exclusivité dans la Vallée du Pô en tenant compte des droits déjà acquis par des tiers;
3. La construction et l'exploitation des conduites destinées au transport des hydrocarbures en exclusivité dans la Vallée du Pô;
4. Le traitement, la transformation, l'utilisation et le commerce des hydrocarbures et des vapeurs naturelles, conformément aux lois en vigueur, c'est-à-dire en concurrence avec toutes les autres entreprises privées;
5. L'exercice des fonctions de caractère public attribué précédemment à l'Ente Nazionale Metano, laquelle a cessé son activité à la suite de la création de l'E.N.I.

En outre, la loi prévoit pour l'E.N.I. la possibilité de dévoluer ses charges à des sociétés associées ou contrôlées qu'il a la faculté de créer.

En ce qui concerne la recherche et l'exploitation des gisements, l'E.N.I. utilise le travail d'une société récemment créée, l'A.G.I.P. Mineraria, qui a repris toutes les activités exercées jusqu'ici par l'A.G.I.P. dans le domaine de la recherche et de la production des hydrocarbures et des vapeurs naturelles. Cette dernière continue cependant, sous le contrôle de l'E.N.I., à s'occuper exclusivement des autres activités prévues dans le statut originel. Elle est chargée du transport des produits pétroliers, du raffinage du pétrole dans les établissements de l'I.R.O.M., société qu'elle contrôle, et du commerce desdits produits.

La construction et l'exploitation des conduites à gaz sont à la charge de l'E.N.I. par l'entremise de la « Societa Nazionale Metanodotti » (S.N.A.M.) et de l'« Azienda Metanodotti Padani ».

La « Metano Citta » qui s'occupe de la distribution des hydrocarbures gazeux pour les usages domestiques et le chauffage urbain, partage également cette tâche, ainsi que d'autres sociétés moins importantes.

L'E.N.I. assume les charges mentionnées au point 4, non seulement grâce au travail de l'A.G.I.P., mais aussi grâce à celui de l'A.N.I.C. et de la R.O.M.S.A

L'A.N.I.C. (Azienda Nazionale Idrogenezione Combustibili) participe à parts égales avec la Standard Oil de New-Jersey, à la S. T. A. N. I., société qui possède des établissements de raffinage à Bari et à Livourne; l'A.N.I.C. possède de plus une installation à Novara et prend part à des activités analogues dans le domaine chimique par l'entremise de sociétés secondaires qu'elle contrôle et par l'« Azienda dei Colori Nazionali ed Affini » (A.C.N.A.) dans laquelle elle a une participation importante.

La R.O.M.S.A. (Raffineria Olii Minerali S.p.a.) a construit à Porto-Marghera une installation de fabrication de lubrifiants finis et gère en outre, sur le plan national, un réseau de distribution d'huiles spéciales, d'asphaltes et de bitumes.

En résumé, si l'on excepte les gisements du Delta qui sont exploités encore par un grand nombre de sociétés privées et le réseau établi dans la basse vallée du Pô, assuré par l'A.M.P., société où l'Etat a la majorité absolue, toute l'activité relative aux gisements importants est actuellement dominée par quatre organismes soumis au régime des sociétés privées bien que leur capital ait été fourni presque entièrement par l'Etat. Ce sont :

— l'A.G.I.P.;
— l'A.G.I.P. Gas qui distribue le gaz liquéfié;
— la S.N.A.M.;
— la Metano Citta.

Ces quatres sociétés sont unies par des liens très étroits et ont des dirigeants communs.

2° La recherche.

Dans la recherche du méthane et du pétrole en Italie, il convient de distinguer deux périodes.

La première, celle de l'avant-guerre, est caractérisée par la multiplication de forages généralement peu profonds (quelques centaines de mètres) effectués sans une étude vraiment scientifique du sous-sol. Le résultat dans l'ensemble fut médiocre: la proportion des puits improductifs était considérable, la production du gaz

insignifiante et son impureté le faisait considérer comme un mauvais succédané de l'essence, un palliatif temporaire imposé par les circonstances.

La seconde période s'ouvre en 1945. Elle coïncide avec l'importation massive de matériel américain et la mise en route, sous l'égide de l'A. G. I. P., d'études géologiques et géophysiques très poussées.

La recherche telle que la conçoit l'A. G. I. P. consiste à dresser une carte précise des couches imperméables avec un tracé exact de leurs vallonnements. Les méthodes employées dérivent des études menées, après la guerre de 1914, pour la recherche des obus enfouis, par les Français Rothe et Gutton sur la réflexion d'ondes électriques ou sonores sur la surface des couches. Une méthode convenant parfaitement aux étendues peu mouvementées est la méthode sismique par réflexion des vibrations produites par des explosions. Toute la vallée du Pô a été étudiée en détail et la carte dressée montre une trentaine de dômes qui sont peut-être des gisements de méthane. Sur 12 qui ont été perforés, 10 contenaient du gaz.

L'étude la plus instructive est celle des couches traversées au cours des sondages. Les échantillons prélevés dans les terrains sont une source féconde de renseignements. Mais les procédés français d'étude électrique des terrains selon les méthodes Schlumberger, ont fait faire des progrès décisifs à la technique. La rapidité d'exécution, la précision minuteuse — à quelques centimètres près — de la profondeur d'où provient le renseignement permet de multiplier les vérifications.

L'A. G. I. P. a organisé à Lodi un remarquable centre d'études pour tirer parti de tous les indices relevés à chacun de ses quelques 200 puits forés entre 1.200 et 1.600 mètres et de ses sondages d'étude à grande profondeur. L'épaisseur des couches magasin et leur étendue sont figurées sur des maquettes permettant une mesure précise de leur volume. Un laboratoire de physique et de chimie calcule la quantité de gaz contenue par mètres cubes de roche-magasin et par conséquent l'importance des réserves. Le nombre des puits nécessaires pour extraire tout le gaz du gisement résulte d'études très complexes que l'A. G. I. P. a menées conjointement avec des experts de tous les pays. Ces études s'appellent en Italie « la mise en culture du gisement ».

Cette méthode devait se révéler d'une efficacité singulière. Depuis 1945, 80 puits sont chaque année mis en exploitation, dont 85 p. 100 sont productifs. Dans le champ de Ripalta sur 29 puits creusés, 25 sont productifs; dans celui de Coreggio 12 puits sur 13 sont productifs. A Ravenne, les 6 puits creusés sont tous productifs.

Les recherches ont principalement porté sur la vallée du Pô où le total des mètres forés est passé de 14.000 en 1949 à 158.000 en 1953.

La profondeur des sondages varie suivant les nappes entre 1.000 et 4.000 mètres.

On trouvera ci-dessous les statistiques de l'A. G. I. P. concernant:

1° *Les forages d'exploitation.*

Années.	Total des mètres forés.
1946	6.887
1947	10.451
1948	15.948
1949	14.361
1950	54.467
1951	120.696
1952	128.565
1953	158.719

2° *Les forages d'exploration:*

Années.	Total des mètres forés.
1949	3.774
1950	5.036
1951	22.567
1952	41.424
1953	66.967

3° *Les forages de « cultivation »:*

Années.	Total des mètres forés.
1949	10.587
1950	49.431
1951	98.124
1952	87.141
1953	91.152

A côté de ces réserves profondes de la plaine du Pô, la production potentielle des autres régions de l'Italie est relativement faible: à peine 20 p. 100 de la production totale de gaz naturel. Des sondages favorables sont en cours cependant en d'autres points de l'Italie, notamment dans le Sud où la prospection est libre. La Compagnie Générale de Géophysique et la Société Schlumberger y travaillent pour le compte de l'A. G. I. P. et de la Standard Oil Company. En ce qui concerne le pétrole, des recherches sont actuellement effectuées en Sicile par l'A. I. O. C. et la Gulf Oil Company. Celle-ci vient de creuser un premier puits qui s'est révélé extrêmement productif. La qualité du pétrole recueilli serait comparable à celle du pétrole iranien.

Il n'existe pas, à proprement parler, de statut de la recherche en Italie, Le régime en vigueur est le suivant:

La délivrance d'un permis de recherche donne lieu à la perception d'une taxe de 80 lires par an et par hectare.

Un projet de loi actuellement à l'étude limite la durée de ce permis à trois années. Les sociétés titulaires d'un permis de recherche s'engagent, avant l'expiration de ce délai, soit à percer un puits profond, soit à renoncer à poursuivre leurs recherches.

Le permis de recherche se transforme alors en concession d'exploitation. Celle-ci donnera lieu à la perception d'une redevance. Sur ce point, les rédacteurs du projet de loi semblent s'être inspirés de la loi sicilienne qui fixe, dans ce cas, des redevances qui varient suivant la quantité de gaz produite.

Mais, dès maintenant, les sociétés qui exploitent sont tenues d'affecter chaque année 10 p. 100 de leurs bénéfices à un Institut de recherche qui s'apparente à notre Institut du pétrole.

3° La localisation des gisements.

A. — Bassin du Pô:

1° Gisement exploités:

Caviaga: ce champ est situé à 8 km au Sud-Ouest de Lodi. Le premier puits productif fut terminé en 1944. Depuis, 34 ont été creusés, totalisant 53.000 m.

Ripalta: ce champ est situé à 8 km au Nord-Ouest de Caviaga. 29 puits ont été creusés, totalisant 49.700 m.

Cortemaggiore: dans ce champ, situé à 20 km au Sud-Est de Piacenza, 74 puits ont été creusés, soit au total: 135.000 m.

Certains puits produisent du gaz, d'autres de l'huile et du gaz. Le gaz de Cortemaggiore est riche en hydrocarbures supérieurs, liquides et liquéfiables qui sont séparés et raffinés dans une installation de dégazolinage en activité depuis mai 1952. La partie orientale du gisement produit du pétrole.

Cornegliano: situé à 3 km au Sud-Ouest de Lodi, ce champ fut découvert en 1950 et 14 puits y furent creusés, totalisant 21.566 m.

La production est refoulée vers la centrale thermique électrique de la S. T. E. I. à Tavazzano.

Bordolano: ce champ est situé à 15 km à l'Est de Ripalta. Le premier puits productif fut terminé en 1951. Depuis, 9 autres ont été creusés.

Ravenna: 6 puits productifs ont été creusés représentant au total 12.805 m. Grâce aux caractéristiques de ses formations minéralisées, ce champ constitue l'une des découvertes les plus intéressantes qui aient été faites jusqu'à maintenant.

2° Gisements inexploités:

Correggio: ce champ, situé à 12 km au Nord-Ouest de Reggio-d'Emilie, fut découvert en 1952. Le total de mètres creusés est de 23.000.

Imola: le champ est en cultivation. Au total: 5.443 mètres creusés.

Serva, Alfonsine, Cotignola: ces champs sont tous en exploration.

Dans tout le bassin du Pô, des études détaillées des structures découvertes sont en cours; déjà l'on en pressent de nouvelles dont l'exploration sera entreprise sous peu. Citons parmi celles-ci: Desana, Bosco, Marengo, Romanengo, Castelvetro, Modenese, Cremona, Cigole, Porto, Corsini.

B. — Marches et Abruzzes:

Dans la zone de Toseco Casauria, l'A. G. I. P. a creusé 21 puits dont 19 produisent du pétrole. Ce champ est actuellement en train de s'épuiser.

A la suite d'un relevé sismique, l'A. G. I. P. a creusé avec succès en 1951 un puit à Rapagnano (Marches) dont la production jusqu'ici seulement en partie exploitée, est de 30.000 mètres cubes par jour.

Toujours dans les Marches, deux autres puits de prospection ont été creusés: l'un près de Porto Giorgio, l'autre près de Morrovalle.

C. — Bassin de Lucanie:

Avant la guerre, l'A. G. I. P. a creusé dans ce bassin 50 puits dans le champ de Tramutola, obtenant une petite production de pétrole actuellement à son déclin.

D. — Bassin de Campanie:

Dans la zone de Ripi, 28 puits ont été creusés dont 19 produisent de l'huile et du gaz. Le gisement est en voie d'épuisement.

E. — Bassin sicilien:

Les gisements les plus importants sont situés autour de Raguse. Ils sont exploités depuis plus d'un demi-siècle et leur capacité s'évalue à 250 millions de mètres cubes.

Peu après sa création, l'A. G. I. P. entreprit des recherches en Sicile et dans les 15 années qui suivirent, plusieurs puits furent creusés dans les zones favorables, sans grand résultat.

Dans le bassin de Catane, la Société Esvaiso a creusé quelques puits de sondage d'exploration qui ont rencontré une zone minéralisée à gaz.

L'A. I. O. C., autorisée à faire des recherches à Vittoria, dans les environs de Raguse, a établi un relevé géophysique très précis à la suite duquel on a décidé le forage d'un puits de sondages d'exploration qui sera exécuté par l'A. G. I. P.

La Gulf Oil Company fut également autorisée à entreprendre des recherches dans cette région, près de Comiso. Le premier puits de sondage profond qu'elle a creusé, s'est révélé productif.

A. — LE GAZ NATUREL

§ 1er. — La production de gaz naturel

La production italienne de gaz naturel a atteint, durant le premier semestre de 1953, 1.112 millions de mètres cubes et provient presque entièrement du bassin du Pô.

La capacité productive actuelle des gisements découverts par l'A. G. I. P. dans la vallée du Pô est de 14 millions de mètres cubes par jour.

En dehors de la production de l'A. G. I. P. dans ce bassin, il faut mentionner celle de plusieurs petites sociétés (une centaine environ) qui produisent 800.000 mètres cubes de gaz par jour grâce à de nombreux puits superficiels situés à l'extrémité orientale de ce même bassin, entre l'Adige et le Pô.

En 1952, la production effective du bassin du Pô était de 5 millions de mètres cubes par jour, dépassant ainsi en calories la vente totale de Gaz de France au jour le plus chargé. En 1953, elle atteignait 7,5 millions de mètres cubes par jour, pour se situer au début de 1954, à 10 millions de mètres cubes par jour.

En ce qui concerne l'A. G. I. P. Mineraria dont la production atteint près des trois quarts de la production totale de méthane de l'Italie, les statistiques de production s'établissent ainsi:

1° *Production totale* (en milliers de mètres cubes):

1948	28.118	1951	723.583
1949	106.581	1952	1.179.123
1950	305.699	1953	2.032.372

2° *Production moyenne journalière*

(milliers de mètres cubes par jour):

1948	77	1951	1.982,4
1949	292	1952	3.221,6
1950	837,5	1953	5.568,1

Le tableau suivant indique le total des ventes de gaz naturel (milliers de mètres cubes):

1938	17.111	1946	64.500
1939	20.224	1947	98.680
1940	27.766	1948	135.810
1941	42.168	1949	233.741
1942	54.699	1950	505.385
1943	54.989	1951	971.265
1944	49.225	1952	1.500.000
1945	41.899		(estimation).

Les réserves connues de la vallée du Pô sont estimées à 60 milliards de mètres cubes, soit environ dix fois celles du gisement de Saint-Marcet. Ces réserves ne représenteraient d'ailleurs qu'une faible partie de celles qui pourraient être mises en valeur ultérieurement dans d'autres régions de l'Italie. Il existe des symptômes favorables dans les Marches, en Lucanie, dans les Pouilles, dans la zone de la Fosse Bradanique et en Sicile. A Cortone, à l'extrême Sud, un forage débite un peu de gaz.

§ 2. — Le réseau de transport

S'il y a 10 ans, la plus grande partie du gaz naturel était transporté en bouteille, après compression, pour son emploi à la carburation, il ne pouvait en être de même devant la perspective des débits importants extraits par l'A. G. I. P. Le transport par conduites n'exige en effet qu'un centième environ de l'acier nécessaire au transport en bouteilles et les très hautes pressions ne sont pas nécessaires pour les utilisations autres que la carburation. Il a donc fallu établir rapidement un réseau de transport qui est actuellement conçu pour alimenter toutes les régions industrielles de l'Italie du Nord.

Le transport et la distribution du gaz sont assurés par trois sociétés dont le capital est aux mains de l'Etat. Pour le gaz des exploitations du delta du Pô, c'est l'A. M. P. (Azienda Metanodotti Padani) qui assure le transport par 6 à 700 kilomètres de conduites de petit diamètre. Le transport principal des grands gisements est fait par la S. N. A. M. (Societa Nazionale Metanodotti). La distribution de gaz dans les villes est assurée pour l'industrie et le chauffage par la Metano-Citta qui distribue aussi le gaz domestique dans les petites villes, n'ayant pas encore de concession de gaz.

Le réseau principal de la S. N. A. M. a une disposition particulièrement heureuse grâce à la situation des gisements. Les conduites principales ont un diamètre de 420 millimètres:

1° Cortemaggiore-Turin (en exploitation) de 210 kilomètres, pour 2 à 3 millions de mètres cubes par jour, alimente Fiat et une centrale électrique;

2° Cortemaggiore-Venise, avec les usines chimiques de Porto-Marghera;

3° Cortemaggiore-Bologne, en liaison avec le réseau A. M. P.;

4° Cortemaggiore-Gênes, qui alimente l'aciérie Martin de Cornegliano, les chantiers Ansaldo et de toute l'industrie ligure.

La station thermo-électrique de Tevazzano (7.000 mètres cubes par jour) est reliée au gisement de Cornegliano.

Les quatre metanodotti « dorsaux » sont reliés par de nombreuses « bretelles » assurant une grande sécurité à la livraison. Les conduites contiennent sous pression une quantité très importante de gaz qui sert à couvrir les irrégularités horaires de livraison, sans qu'il soit besoin de recourir à la construction de gazomètres coûteux.

Les gros consommateurs ou les villes sont atteints par des « feeders » à moindre pression les reliant aux metanodotti. Ces feeders se ramifient vers les petits industriels et les quartiers des villes en un réseau capillaire à moindre pression alimentant les conduites enterrées sous les rues des villes.

L'ensemble de ces conduites représentera 5.000 km et un poids d'acier de 200.000 tonnes. Ce travail, commencé à la fin de 1949, sera achevé en 1954. Dès maintenant, l'ensemble posé dépasse 3.500 km. La puissance de transport est de 12 millions de m3 et atteindra 20 millions de m3 par jour.

La liaison avec Rome et Naples a été envisagée. Cette entreprise, qui coûterait une centaine de milliards de lires, serait, semble-t-il, facilement amortissable, bien que la traversée ds Apennins soit une difficulté. Elle a été différée, car l'A. G. I. P. compte trouver du gaz dans le Midi.

Notons enfin que certaines régions de la Suisse sont dès maintenant reliées au réseau de metanodotti.

§ 3. — La consommation

Le méthane a un rendement thermique supérieur à celui du charbon ou des combustibles liquides.

1 mètre cube de méthane produit environ 9.000 calories.
1 kg d'huile de pétrole en produit environ 10.000.
1 kg de charbon de bonne qualité 7.000.

On peut dire aussi qu'un mètre cube de méthane équivaut environ à:

3 mètres cubes de gaz de ville, ou à
8 kWh d'énergie électrique, ou à
6 kg de bois de chauffage.

D'une enquête accomplie dans les grandes et petites industries qui ont substitué le méthane aux autres combustibles, il résulte que ces industries ont obtenu une économie évaluée entre 20 et 50 p. 100 des dépenses réalisées auparavant avec les combustibles liquides ou solides.

Le méthane s'est imposé en vertu de ses propres qualités et indépendamment de toute intervention des pouvoirs publics. Personne n'a obligé les nombreuses industries qui utilisent déjà le méthane ou qui ont traité avec l'A. G. I. P. des contrats de fourniture, à se servir du gaz national plutôt que des combustibles d'origine étrangère. L'intérêt que présente ce nouveau combustible est tellement évident que beaucoup d'industries se sont groupées pour contribuer à la pose de pipelines par des participations qui seront remboursées en fournitures par l'A. G. I. P.

Le gaz naturel est utilisé aujourd'hui dans trois domaines:

Le transport automobile;
L'industrie;
Les usages domestiques et le chauffage urbain.

Entre 1938 et 1952, la consommation entre ces différents secteurs se répartissait comme suit:

ANNÉES	POURCENTAGE DU TOTAL		
	Usages carburant.	Usages industriels et domestiques.	Usages à l'intérieur des gisements.
1938	25,6	8,9	65,5
1939	44,8	8,3	46,9
1940	60,3	8,3	31,4
1941	72,7	6,9	20,4
1942	79,1	7,0	13,9
1943	79,1	7,5	13,4
1944	80,7	9,0	10,3
1945	74,4	15,5	10,1
1946	75,0	17,1	7,9
1947	66,9	27,9	5,2
1948	53,4	43,1	3,5
1949	29,1	69,6	1,3
1950	15,9	81,4	2,7
1951	12,89	86,41	0,7
1952	4,7	95,2	0,1

Carburation.

La consommation de gaz naturel par les véhicules automobiles, limitée d'abord aux régions avoisinant les centres de distribution, augmenta à la suite du développement des nouveaux champs d'exploitation.

Cette augmentation a été également favorisée par l'accroissement du nombre des bouteilles à gaz, par la construction des premières conduites et par le rationnement de l'essence pendant et après la guerre.

Bien que les conditions du marché des carburants soient de nouveau normales, la consommation n'a pas cessé de s'accroître régulièrement. Toutefois, son importance par rapport à la consommation totale diminue continuellement. Actuellement, 500.000 mètres cubes par jour sont utilisés pour la carburation, c'est-à-dire environ 170.000 tonnes par an.

Usage industriel.

90 p. 100 de la production du méthane sont consommés par l'industrie qui l'a substitué au fuel et au charbon.

Le tableau suivant indique l'importance de la consommation pour les principaux secteurs industriels:

SECTEUR de consommation.	1950		1951		1953
	Milliers de m³	Pourcentage.	Milliers de m³	Pourcentage.	Pourcentage.
Usages industriels.					
Industries alimentaires et agricoles	18.000,0	3,59	34.376,3	3,64	3,84
Industries métallurgiques et sidérurgiques	124.476,9	24,84	221.351,3	23,47	17,62
Industries mécaniques	9.006,7	1,80	30.636,1	3,24	9,44
Industries du papier	7.192,0	1,44	32.228,1	3,41	3,56
Industries textiles et confection	29.737,1	5,93	127.445,2	13,51	13,14
Industries matériels de construction	9.814,7	1,96	21.803,3	2,31	»
Industries du verre, céramiques et porcelaine	15.276,0	3,05	54.411,0	5,77	»
Industrie chimique	84.389,4	16,84	146.129,0	15,49	17,15
Industries électriques	43.209,4	8,62	39.386,8	4,17	12,89
Industries diverses	43.306,6	8,64	65.269,0	6,92	»
Total des usages industriels	384.408,8	76,71	773.036,1	81,93	90,5

On remarquera que les industries métallurgiques, textiles et chimiques se trouvent en tête de liste.

L'industrie métallurgique emploie le méthane principalement dans l'alimentation des fours, pour la production et le traitement de l'acier. L'industrie textile l'emploie pour la production de la vapeur d'eau.

Dans l'industrie chimique, le gaz naturel, tout en gardant sa place prépondérante comme combustible pour la production de la vapeur, trouve continuellement de nouvelles utilisations comme matière première en remplacement d'autres produits d'un prix élevé. On emploie notamment le gaz naturel pour la fabrication des engrais azotés, celle de l'acétylène et de ses dérivés.

On utilise avec succès le gaz naturel pour la production de l'énergie électrique. Au début, la consommation de cette industrie avait un caractère saisonnier, car les usines de réservs ne fonctionnent généralement en Italie du Nord que du mois de novembre au mois de mars. Cependant, depuis près d'un an, les deux grandes centrales thermo-électriques de Tavazzano (S. T. E. I.) et de Plaisance (Edison) de 120.000 kW chacune, qui utilisent le méthane, fonctionnent toute l'année régulièrement.

Usage domestique.

La consommation de gaz naturel pour les usages domestiques et le chauffage urbain, augmente constamment en valeur absolue et en pourcentage (environ 5 p. 100 de la consommation totale).

Plusieurs raisons permettent de futures augmentations:

D'une part, la substitution totale ou partielle du gaz de houille par le gaz naturel dans les villes, ce qui présenterait de grands avantages économiques,

D'autre part, la création de nouveaux réseaux de distribution dans les centres non desservis.

§ 4. — Le prix du gaz naturel

Le prix de revient de l'exploitation d'un gisement est estimé aux environs de 3 lires par mètre cube. La pose des metanodotti et leur entretien revient à une somme analogue. Si l'on ajoute environ 4 lires par mètre cube pour les recherches, le prix de revient s'établit à environ 10 lires par mètre cube ou 6 lires pour le gaz destiné aux industries chimiques de base où il sert de matière première.

Ce gaz est vendu aux utilisateurs industriels au prix du marché, c'est-à-dire entre 6 et 11 lires le mètre cube, le prix moyen étant de 7 lires. A titre de comparaison, le prix du charbon rendu sur wagon dans le nord de l'Italie est d'environ 15 à 16 lires le kilogramme et celui du mazout lourd de 14,5 à 16 lires.

On admet que pour les usages industriels, l'économie de combustible, sans même tenir compte des avantages accessoires de commodité, du stockage et de manutention, est de l'ordre de 15 à 30 p. 100 lorsque le méthane remplace un combustible liquide, et de 40 à 50 p. 100 lorsque le méthane remplace la houille.

Pour les usages domestiques, l'écart est également important: le prix de vente du mètre cube à l'abonné par l'intermédiaire d'une société de distribution est, selon l'importance de la consommation, de l'ordre de 25 lires pour plus de 9.000 calories, alors que le gaz de ville à 3.500 calories vaut de 32 à 35 lires dans les principales villes de la vallée du Pô.

B. — LE PETROLE

§ 1. — La consommation intérieure

DÉSIGNATION	1951 — Réalisation	1952 — Chiffres provisoires.	1953 — Prévision.	1954 — Prévision.
Essence auto	780	897	1.035	1.115
White spirit et essences spéciales	11	22	15	20
Pétrole lampant	230	237	275	285
Gas-Diesel oil	903	1.062	1.155	1.200
Fuel oil	2.894	3.087	3.155	3.180
Lubrifiants	141	143	165	170
Autres produits	355	440	405	415
Consommation intérieure totale	5.314	5.888	6.205	6.385
Enlèvement de soutes	970	973	1.200	1.270
Consommation totale.	6.284	6.861	7.405	7.655

La consommation intérieure de produits pétroliers a augmenté en moyenne de 24 p. 100 par an de 1948 à 1951 pour atteindre 5,3 millions de tonnes en 1951. Elle s'est accrue de 10,8 p. 100 en 1952. On compte que ce pourcentage ne sera maintenant que de 8,4 p. 100 par an en 1953 et 1954 car la consommation de fuel oil n'augmentera plus autant pour les raisons indiquées ci-dessous. Il est difficile de faire des prévisions pour une période plus lointaine.

Essence auto.

La consommation d'essence auto s'est considérablement développée en Italie depuis la guerre et, en 1952, son niveau dépassait de 95 p. 100 celui de la période 1935-1938. En dépit de cette augmentation totale, la consommation par tête d'habitant reste très faible en comparaison de celle des autres pays de l'O. E. C. E. On prévoit qu'en 1953 et 1954 la consommation s'accroîtra en moyenne de 11,5 p. 100 par an. Le développement de la consommation est limité par l'importance des taxes qui grèvent le prix de l'essence. Celles-ci atteignent 89 lires par litre et représentent 68 p. 100 du prix de vente.

Gas diesel oil.

De 1948 à 1951, la consommation de gas diesel oil a augmenté en moyenne de 22 p. 100 par an pour atteindre 903.000 tonnes en 1951, soit un niveau près de quatre fois supérieur à celui d'avant guerre. Ce tonnage a été utilisé à concurrence de près de 79 p. 100 pour les transports, de 15 p. 100 pour l'agriculture et seulement de 6 p. 100 pour l'industrie. On compte que l'augmentation annuelle qui a atteint un pourcentage élevé entre 1951 et 1952 (+ 17,7 p. 100), s'établira en moyenne à 12,9 p. 100 en 1953 et 1954. Toutefois, l'augmentation pourrait être plus importante étant donné l'approbation récente d'un programme pour la motorisation de l'agriculture.

Fuel oil.

La consommation de fuel oil s'est fortement développée en Italie pendant la période d'après-guerre en raison de la pénurie de charbon et du fait que les deux produits devant être également importés, il est plus économique d'utiliser des combustibles liquides que des solides. Entre 1948 et 1951, la consommation a augmenté d'environ 106 p. 100. Cette tendance ne continuera pas et le taux d'accroissement doit considérablement diminuer. De 1951 à 1952 il a été réduit à 6,7 p. 100 et on ne prévoit guère que des augmentations marginales pour les deux prochaines années. Le fait est imputable aux disponibilités accrues en gaz naturel dont la consommation pourra atteindre l'équivalent de 3 millions de tonnes de fuel oil par an.

Lubrifiants.

On estime que la consommation de lubrifiants augmentera à un taux annuel d'environ 9,1 p. 100 jusqu'en 1954, alors que pour la période 1948-1951 on avait enregistré un accroissement moyen extrêmement élevé de 20 p. 100 par an.

§ 2. — LA PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT

Bien qu'en voie d'accroissement notable, la production indigène de pétrole brut demeure très faible.

(En tonnes.)

ANNÉES	A. G. I. P.	SOCIETA petroli d'Italia.	SOCIETA petrolifera italiana.	SOCIETA idrocarburi nazionali.	DIVERS	TOTAL
1924	»	2.464	892,6	»	1.855,4	5.212
1925	»	3.104	909	»	3.883	7.896
1926	»	3.022	1.014	»	1.369	5.405
1927	»	3.309	1.143	»	1.686	6.138
1928	»	3.746	1.263,2	»	984,8	5.994
1929	»	2.919	1.883,1	»	1.083,9	5.886
1930	»	2.542	3.793,3	»	1.455,7	7.791
1931	1.392,8	2.019	11.941,5	»	834,7	16.188
1932	2.785,9	1.725	21.372,9	»	1.162,2	27.046
1933	2.639,8	1.583	20.649,5	»	1.653,7	26.526
1934	2.679,7	1.679	14.547,1	»	1.274,2	20.180
1935	1.875,2	1.658	11.500,2	»	943,6	15.977
1936	1.928,6	2.170	10.583,1	»	1.424,3	16.106
1937	1.337,7	1.828	9.758,6	»	1.426,7	14.351
1938	1.205,8	2.515	8.038,1	»	1.431,1	13.220
1939	802,5	1.867	7.332,2	51,2	1.992,1	12.045
1940	988,5	1.542	6.934,1	36,4	1.666	11.167
1941	2.210,4	1.314	6.425,3	23,7	2.447,6	12.421
1942	2.725,4	1.105	6.415,5	126,1	3.660	14.032
1943	3.250,7	726	5.665,7	260,3	1.870,3	11.774
1944	2.141,2	134	4.721,1	229,7	370	7.596
1945	2.203,6	556	3.169,6	708,8	333	7.031
1946	2.653,7	826	5.698,1	1.255,4	785,8	11.219
1947	2.841,5	548	5.190	826,8	1.437,7	10.844
1948	2.554,1	426	4.313,1	991	1.479,8	9.764
1949	3.630	421	4.373,4	449,6	1.040	9.914
1950	4.550,9	395	4.072,1	407,8	560,2	9.986
1951	16.369	353	3.233,7	348,3	379	20.683

Pour couvrir ses besoins l'Italie devra importer des quantités importantes de pétrole brut. Le tableau suivant donne les importations de brut et de raffiné, d'après les provenances.

(En tonnes.)

PROVENANCE	ANNÉE 1950	ANNÉE 1951	DIFFÉRENCE	
			Tonnes.	Pourcentage.
Produit brut.				
U. S. A.	34.954	15.508	— 19.446	— 55,63
Venezuela	288.801	493.781	+ 204.980	+ 70,98
Golfo Persico	3.224.805	2.072.512	— 1.152.293	— 35,73
Tripoli	357.211	618.937	+ 261.726	+ 73,27
Sidone	30.182	2.354.362	+ 2.324.180	+ 7.700,54
	3.935.953	5.555.100	+ 1.619.147	+ 41,14
Fuel oil.				
Venezuela	120.610	67.855	— 52.755	— 43,74
Golfo Persico	300.184	301.978	+ 1.794	+ 0,60
Tripoli	»	9.974	+ 9.974	»
Jugoslavia	7.622	10.191	+ 2.569	+ 33,70
Francia	120.365	70.183	— 50.182	— 41,69
Inghilterra	»	11.024	+ 11.024	»
	548.781	471.205	— 77.576	— 14,14
Lubrifiants.				
U. S. A.	79.467	55.132	— 24.335	— 30,62
Venezuela	»	1.590	+ 1.590	»
Inghilterra	160	10	— 150	— 93,75
Belgio	»	75	+ 75	»
	79.627	56.807	— 22.820	— 28,66
Essence avion.				
U. S. A.	12.769	21.601	+ 8.832	+ 69,17
Venezuela	»	628	+ 628	»
Golfo Persico	10.203	5.248	— 4.955	— 48,56
Inghilterra	98	»	— 98	»
	23.070	27.477	+ 4.407	+ 19,10

En 1952, ces importations s'élevaient à 139.059 millions de lires et représentaient en valeur 9,61 p. 100 du total des importations italiennes. Elles étaient payables dans la proportion de 65 p. 100 en dollars et 35 p. 100 en sterling.

§ 3. — La capacité de raffinage

Les raffineries italiennes présentent une très grande variété. Alors que certaines d'entre elles ont une capacité de raffinage qui ne dépasse pas 40.000 tonnes, d'autres comme celle de Naples atteignent 3 millions de tonnes.

La capacité de raffinage total est de l'ordre de 18 millions de tonnes et doit être portée à 20 à la fin de 1954. Elle se répartit de la façon suivante, entre les différentes unités de production.

RAFFINERIES	DISTILLATION (milliers de tonnes par an).	REFORMING (tonnes par jour de marche).	CRACKING (Tonnes par jour de marche.) Thermique.	CRACKING Catalytique.	LUBRIFIANTS (tonnes par jour de marche)
A. P. I., Falconara	650	400	»	»	»
Aquila, Trieste (1) (6)	900	370	»	»	110
Ciesa, Porto Nogaro (2)	»	»	»	»	»
Condor, Milan (1)	1.980	»	»	2.000	»
Delle Piane, Gênes (3)	50	»	»	»	»
D. I. C. A., près Carrare (3)	140	60 (a)	»	»	»
Galetti, Florence (3)	180	100	»	»	»
Garrone, Gênes (3)	200	250 (a)	»	»	»
I. C. I. P., Mantoue	260	500	500	»	»
Ilsea, près Côme (1) (3)	120	60 (a)	»	»	»
I. N. P. E. T., la Spezia	1.610	360	»	»	»
I. P. L. O. M., Gênes (3)	40	50 (b)	»	»	»
I. R. O. M., Porto Nogaro, Venise (7)	1.470	900	400	»	100
Lombarda Petroli, Milan (4)	210	93 66 (b)	250 »	» »	» »
N. I. L. O., Milan (3)	60	60 (a)	»	»	»
Permolio, Gênes	310	80 (a)	»	340	»
Permolio, Milan	290	80 (a)	»	»	170
Permolio, Rome	310	80 (a)	»	340	»
Petroli d'Italia, Plaisance	210	80	300	»	»
Rasiom, Augusta	450	400 312 (b)	» »	» »	» »
R. O. L., Viguzzolo Alexandra	70	»	»	»	60
San Quirico, Gênes (3)	80	20 (b)	»	»	»
S. A. R. O. M., Ravennes (3) (8)	460	300	»	»	»
S.A.R.O.M., Novare (6)	900	666	»	»	»
S. I. A. P., Trieste (1)	300	150	»	»	210
S. I. R. O. M., près Milan	70	40 (b)	»	»	»
Socony Vacuum, Naples	3.330	850	»	1.800	94
Esso S. P. I., près Parme (3)	40	»	»	»	»
Stanic, Bari (1) (5)	1.770	560	»	»	»
Stanic, Livourne	1.700	450	»	»	300
S. T. O. I., Florence (3)	130	60	»	»	»
Volpato, Milan (3)	30	35 (b)	»	»	»
Total	18.320	7.432 (a)	1.680	4.480	1.044

(a) Installations de reforming et de désulfuration.
(b) Installations de désulfuration catalytique.
(c) Dont 523 tonnes de désulfuration catalytique.
(1) Ces raffineries ont demandé l'autorisation d'installer des capacités supérieures au niveau convenu.
(2) En projet. Capacité de traitement autorisé: 260.000 tonnes par an.
(3) Comme le gouvernement italien l'a indiqué à l'O. E. C. E. en février 1952, la faible capacité de ces raffineries n'a pas été comptée initialement dans la capacité totale de l'Italie. Pour des raisons technico-économiques, certaines de ces raffineries ont dû augmenter la capacité de leurs unités.
(4) On a compté dans ce chiffre une capacité de cracking de 426 tonnes par jour utilisée pour la distillation.
(5) On a compté dans ce chiffre une capacité de cracking de 1.000 tonnes par jour utilisée pour la distillation.
(6) Ces raffineries ont fait savoir qu'elles envisageaient de construire des unités de cracking catalytique. Elles soumettront les projets en question.
(7) La compagnie a renoncé à construire l'unité de cracking catalytique initialement prévue.
(8) La compagnie a notifié l'intention de construire des unités de production de lubrifiants. Elle présentera un projet à l'appui.

Les installations de cracking catalytique ne représentent encore que 8 à 9 p. 100 de la capacité de raffinage total. Mais ce pourcentage sera doublé à la fin de 1954 grâce à l'achèvement de la raffinerie de Naples de la Socony Vacuum.

Il convient d'ailleurs d'indiquer que l'économie italienne a davantage besoin de produits noirs que de produits blancs, la consommation de ces derniers étant fonction du développement du parc automobile.

§ 4. — La production des raffineries

PRODUITS	1951 — Réalisation.	1952 — Résultats provisoires.	1954 — Prévision.
Essence auto	1.340	1.782	2.539
White spirit et essences spéciales	13	23	29
Pétrole lampant (1)	457	617	694
Gas-diesel oil	1.391	1.811	2.829
Fuel oil	3.341	4.619	5.782
Lubrifiants	89	107	228
Autres produits (2)	245	356	654
Total tous produits	6.876	9.315	12.755
Consommation intérieure et pertes	610	515	1.102
Total du brut traité	7.486	9.830	13.857

(1) Y compris le carbu-réacteur.
(2) Y compris gaz liquéfiés, bitumes, paraffine et cires, etc.

L'Italie est en mesure de couvrir tous ses besoins en produits pétroliers à l'exception de l'essence d'aviation, de certaines qualités spéciales de lubrifiants, et une partie de ses besoins en fuel oil. Pour ce dernier produit les achats, qui diminuent progressivement, doivent probablement cesser complètement en 1954 ce qui ramènerait les importations de produits finis à un niveau extrêmement faible. Pendant le 1er semestre 1952, les importations ont atteint une cadence annuelle de 600.000 tonnes dont environ 450.000 tonnes de fuel oil.

La fermeture de la raffinerie d'Abadan a stimulé les exportations qui ont atteint en 1953 environ 5 millions de tonnes.

§ 5. — Le prix de vente et les charges fiscales

On trouve dans le tableau suivant:

1° Les prix de vente pratiqués en 1953 pour les différents produits pétroliers;

2° Le détail des charges fiscales qui frappent chacun de ces produits.

	ESSENCE £/tonne	ESSENCE £/litre.	PÉTROLE £/tonne	PÉTROLE £/litre.
Incidenza oneri greggio	54,18	0,04	15,07	0,01
Imposta fabbricazione	105.000	76.13	80.200	64,88
I. G. E.	13.594	9.86	9.969	8,08
Diritti casuali	250	0.18	250	0,20
Ciritti portuali	10,	»	10	0,01
Tassa benzina (0,05 al kg)	50	0,03	»	»
Total des charges fiscales	118.958,18	86.24	90.244,07	73,18
Prix de vente	176.550	128	129.470	105
Pourcentage des charges fiscales dans le prix de vente	67,37		69,70	

	GAS OIL £/tonne.	GAS OIL £/litre.	FUEL OIL £/tonne.
Incidenza oneri greggio	63,21	0,05	129,47
Imposta fabbricazione	60.000	50,40	3.100
I. G. E.	7.780	6,54	620
Diritti casuali	250	0.21	25
Ciritti portuali	10	0,01	10
Tassa benzina (0,05 al kg)	»	»	»
Total des charges fiscales	68.113,21	57.21	3.884,47
Prix de vente	101.190	85	15.500
Pourcentage des charges fiscales dans le prix de vente	67,31		25,06

CHAPITRE III

LE CHARBON

§ 1. — La production.

Les bassins houillers italiens sont localisés dans la région de Trieste et surtout en Sardaigne. La production, qui oscille entre un million et 1.200.000 t. par an, peut être tenue pour négligeable.

Production totale (en milliers de tonnes).

1938	1.480	1951	1.167
1945	758	1952	1.086
1947	1.354	1953	1.121
1950	1.030		

Cette production se répartit de la façon suivante entre les diverses qualités de charbon:

Charbon à coke: 32 p. 100.

Charbon à gaz: 17 p. 100.

Charbon flambant: 37 p. 100.

Charbon domestique et anthracite: 10 p. 100.

La qualité est médiocre. Le flambant a une haute teneur en soufre et l'anthracite une haute teneur en sable.

Les rendements fond des houillères sont notablement inférieurs à ceux des autres bassins européens.

Rendement fond en 1953.

PAYS	PREMIER trimestre.	DEUXIÈME trimestre.	TROISIÈME trimestre.
Italie (Sulcis)	615	603	613
Allemagne	1.502	1.455	1.449
France	1.400	1.418	1.406
Belgique	1.068	1.058	1.058
Sarre	1.691	1.649	1.667
Pays-Bas	1.600	1.555	1.563

§ 2. — Les approvisionnements.

La consommation annuelle de l'Italie est d'environ 12 millions de tonnes.

11.385.000 t. en 1951.

12.025.000 t. en 1952.

Les importations, qui s'élevaient avant la guerre à 12 ou 13 millions de tonnes par an, n'étaient plus, en 1952, que 8,9 millions de tonnes, correspondant à 118.018 millions de lires, et représentant 8,16 p. 100 du total des importations.

Tributaire de l'étranger pour ses approvisionnements en charbon, l'Italie n'a cessé de multiplier les efforts pour s'affranchir le plus possible de cette dépendance. Très récemment, la découverte et la mise en valeur sur une grande échelle de ses ressources en gaz naturel lui a permis de diminuer légèrement ses importations de charbon, et les experts italiens estiment que, compte tenu du développement des usages du méthane, le chiffre actuel des importations de charbon ne devrait pas être augmenté dans l'avenir.

Par ailleurs, l'entrée de l'Italie dans la C. E. C. A. est de nature à améliorer sensiblement ses approvisionnements.

N'étant pas un pays producteur de charbon, l'Italie apparaît aujourd'hui comme le principal bénéficiaire du marché commun. Elle peut, en effet, selon son intérêt, tantôt acheter dans les pays tiers, tantôt arguer de son appartenance à la Communauté pour réclamer l'octroi de contingents de charbon allemand ou français, au même prix que les consommateurs du pool.

C'est ainsi qu'au cours de l'année 1953, l'Italie ouvrit très largement ses frontières au charbon des pays tiers et particulièrement aux charbons américains qui, grâce au bas cours du fret, arrivent dans les ports italiens à des prix défiant toute concurrence.

ANNEXE

La structure des salaires et le coût de la main-d'œuvre en Italie.

Document établi par M. le conseiller commercial à Rome.

La « Rewiew of the Economic Conditions in Italy » du mois de septembre 1952, éditée par la Banque de Rome, publie une étude intéressante du professeur C. Vannutelli de la Confédération Générale italienne de l'industrie sur la structure des salaires et le coût de la main-d'œuvre en Italie.

Cette étude constitue une synthèse de cette question rendue particulièrement complexe par les multiples mesures prises depuis la seconde guerre mondiale dans le domaine de la rémunération de la main-d'œuvre.

Il paraît donc utile de donner les principaux éléments du rapport ainsi établi.

Principes de base:

1° Le salaire de la main-d'œuvre des entreprises industrielles est réglé, dans chacun des secteurs de la production, par une convention collective élaborée par les associations nationales représentant patrons et salariés.

Les salaires fixés dans cet accord contractuel constituent une base minimum valable pour toutes les entreprises dans le secteur industriel considéré et pour une région déterminée;

2° Le salaire est un ensemble de plusieurs éléments de différente nature, cette diversité résultant notamment des rajustements successifs opérés par suite de l'augmentation du coût de la vie et de la prise en considération de facteurs ayant trait à la situation particulière de certaines catégories industrielles;

3° Les contributions aux charges sociales comportent également des éléments divers qui rendent parfois difficile la détermination de l'incidence de ces impôts sur le coût de la main-d'œuvre.

Eléments de la rémunération:

Suivant la classification généralement adoptée, on distingue:

I. — Le salaire actuel comprenant:

a) Le salaire de base;

b) L'indemnité temporaire;

c) L'indemnité de pain;

d) Les quotas de rajustement.

II. — Les éléments complémentaires ou accesoires du salaire. Origine, fonction et nature des divers éléments de la rémunération.

a) Salaire de base.

A l'origine, celui-ci était fixé dans le cadre d'un contrat général établi par l'ensemble des Confédérations, quelles que soient les industries et les provinces intéressées. Le dernier en date de ces contrats a été conclu le 27 octobre 1946; malgré son caractère général, il tenait compte des secteurs d'industries (celles-ci étant divisées en cinq groupes), des zones territoriales et des catégories de travailleurs.

Depuis lors, des contrats de travail propres à chaque grand secteur de la production ont été établis; ils définissent, d'une part, les conditions générales du travail et, d'autre part, les salaires de base. Si, dans leurs grandes lignes, ces contrats sont similaires à ceux, à caractère général, conclus avant 1946, les nouveaux arrangements ont entraîné des différences parfois sensibles dans la rémunération de base des diverses catégories de salariés. Ces différences se trouvent accentuées par le fait que les conventions collectives intéressant une branche bien déterminée de la production prévoient parfois des indemnités spéciales dans certains secteurs, en raison de la nature et des conditions des travaux effectués.

Il est à noter, d'autre part, que les stipulations de ces contrats en matière de salaire ne constituent que le minimum garanti à la main-d'œuvre; dans la pratique, on constate, en effet, des différences parfois appréciables dans la rémunération des ouvriers des entreprises exerçant une activité identique.

b) Indemnité temporaire.

Celle-ci, rendue nécessaire par l'accroissement continu du coût de la vie, a été instituée par le contrat général conclu à l'origine par les fédérations ouvrières et patronales. Ce système, qui crée une échelle mobile des salaires, était basé sur les indices du coût de la vie établis dans chaque province italienne, séparément. Depuis avril 1951 toutefois, le calcul de ces indices régionaux doit être fait à partir de l'indice national du coût de la vie.

Il est à noter que les variations de cet indice entraînent un rajustement proportionnel, non de l'indemnité temporaire seulement, mais de la paye globale, c'est-à-dire de ses deux composants: salaire de base et indemnité temporaire. Cette méthode de calcul a eu pour conséquence d'intervertir l'importance des deux éléments constituant la rémunération du travail. Alors qu'en 1946 le salaire de base et l'indemnité temporaire étaient à peu près d'égale importance, en 1947 le coût de la vie ayant doublé, l'indemnité représentait en valeur le triple du salaire de base.

Il convient d'ajouter qu'à l'intérieur même de chaque province l'indemnité fixée est la même pour toutes les branches d'industrie et toutes les catégories de travailleurs (ouvriers et employés), une distinction n'étant faite que suivant l'âge et le sexe de la main-d'œuvre.

L'indemnité temporaire étant devenue l'élément prépondérant, il en résulte un nivellement des salaires, les différences établies entre les diverses catégories de travailleurs se trouvant considérablement atténuées.

De cette situation est né un problème nouveau d'ajustement des salaires qui a reçu une solution partielle par l'institution de quotas alloués a certaines activités.

c) L'indemnité de pain.

Celle-ci a également été créée en 1944-45, en vue d'atténuer les effets de l'augmentation du prix des produits alimentaires de première nécessité (pain, pâtes alimentaires).

Cette indemnité était proportionnelle aux quantités de ces produits alloués aux travailleurs dans le cadre du rationnement général; c'est ainsi qu'elle variait au 1er août 1948, date de levée des mesures de rationnement, de 20 lires par jour pour un ouvrier ordinaire à 60 lires pour un travailleur de force. Cette indemnité spéciale fixée légalement subsiste encore actuellement. Inscrite sur les feuilles de paie, elle est également accordée aux membres de la famille du salarié.

d) Les quotas de rajustement des salaires.

Les diverses mesures prises dans le domaine des salaires immédiatement après la seconde guerre mondiale avaient entraîné un nivellement des salaires des ouvriers et employés quelle que soit leur qualification. Dans le but de rétablir la hiérarchie des salaires des accords ont été conclus en août 1949 et décembre 1950. La structure même des conventions collectives existant ne permettant pas de modifier les salaires de base ou les indemnités temporaires, il fut alors créé des quotas de rajustement pour la main-d'œuvre qualifiée, seuls les employés de bureau obtenant cette compensation par une augmentation de leur traitement de base.

On remarque toutefois à l'examen du tableau ci-après que ces mesures spéciales n'ont pas rétabli, en faveur des ouvriers qualifiés et employés, les différences de rémunération existant avant 1939.

Niveau des salaires, compte tenu de la qualification de la main-d'œuvre. — Gains mensuels des ouvriers dans l'industrie mécanique à Milan.

	1938 — Moyenne.	1947 — Juin.	1952 — Juin.
	Montant mensuel en lires.		
Employés de bureau:			
1re catégorie	1.500	33.677	68.461
2e catégorie	1.100	28.277	51.738
3e catégorie A	750	23.577	38.669
3e catégorie B	600	21.627	32.853
Travailleurs:			
Spécialistes	732	21.681	36.032
Ouvriers qualifiés	584	20.672	32.595
Manœuvres spécialisés	507	20.153	30.996
Manœuvres	476	19.466	29.201
	Coefficients (travailleurs ordinaires = 100).		
Employés de bureau:			
1re catégorie	315	173	234
2e catégorie	231	145	177
3e catégorie A	158	121	132
3e catégorie B	126	111	112
Travailleurs:			
Spécialistes	154	111	123
Ouvriers qualifiés	123	106	112
Manœuvres spécialisés	107	104	106
Manœuvres	100	100	100

Il convient d'ajouter enfin qu'en dehors des éléments à caractère général étudiés ci-dessus, composant les salaires, il existe d'autres facteurs qui modifient la rémunération de la main-d'œuvre dans divers secteurs de la production. Dans certains cas, il s'agit là de suppléments au salaire de base (industries chimiques, mécaniques), d'indemnités de risques (mines) ou de primes de responsabilité (caissiers) ou de rendement. Ces suppléments sont essentiellement variables; ils semblent avoir toutefois une incidence limitée sur le coût de revient de la main-d'œuvre.

Les éléments complémentaires de la rémunération.

Ceux-ci sont constitués par:

a) La rémunération des périodes d'arrêt du travail (jours fériés, vacances);

b) La gratification de fin d'année (prime de Noël);

c) L'indemnité de licenciement.

Ces trois éléments caractérisent le régime des salaires en Italie; durant les seize jours reconnus comme fêtes nationales ou religieuses, les ouvriers perçoivent leur salaire intégral; la gratification de Noël est, d'autre part, égale pour les ouvriers à la paie de 200 heures de travail et pour les employés d'un mois de traitement. Enfin, la plupart des conventions collectives de travail prévoient une indemnité en cas de licenciement, dont le montant est fixé à une semaine de salaire par chaque année d'emploi, pour les ouvriers, et d'un mois de salaire par année de service, pour les employés de bureau.

Suivant les calculs faits, cette indemnité de licenciement représente pour l'employeur une majoration de 2 p. 100 des salaires ouvriers et de 6 à 8 p. 100 des traitements pour les employés.

Charges sociales:

Le système de contribution aux charges de la sécurité sociale a été réorganisé en avril 1952. Les redevances perçues à ce titre peuvent se diviser en trois groupes:

1° Contributions dues sur la paye intégrale: assurances accidents du travail, maladies, maternité, participation à la caisse de construction des logements ouvriers (caisse I. N. A.), assurances vieillesse, caisse des pensions, chômage, tuberculose;

2° Contributions perçues uniformément sur chaque salarié: (carnet de timbres) système subsistant depuis l'avant-guerre;

3° Contributions dues sur le salaire entier jusqu'à un plafond maximum (900 lires pour les hommes, 750 lires pour les femmes). Ces impôts sont perçus au bénéfice de la saisse des allocations familiales et du fonds d'intégration des salaires.

Le taux de ces diverses contributions est donné dans le tableau ci-dessous. Il est à noter que ces contributions sont perçues sur le salaire actuel (indemnité de pain non comprise) et également sur la rémunération des jours de fêtes et vacances. Seules les contributions reprises dans le premier groupe s'appliquent à la gratification de fin d'année tandis que l'indemnité de licenciement est généralement exempte d'impôt.

	Charges sociales: Versées par l'employeur. — p. 100.	Versées par le salarié. — p. 100.
I. — Contributions calculées sur le salaire global:		
Fonds des pensions	6,60	2,40
Assurance tuberculose	2,60	»
Assurance chômage	2,00	»
Assurance accidents	3,00	»
Assurance maladies	6,00	»
Assurance maternité	0,53	»
Caisse I. N. A. (construction de logements)	1,15	0,57
	21,88	2,97

2. — Timbres d'assurances sociales: le montant de cette contribution varie suivant les catégories, de 9 lires à 56 lires par semaine.

3. — Contributions payées sur un salaire journalier maximum de 900 lires pour les hommes et 750 pour les femmes:

Allocations familiales	22,50
Fonds d'intégration	1,50
	24,00

Soit 216 lires pour la main-d'œuvre masculine et 180 pour la main-d'œuvre féminine.

Il est intéressant, pour compléter cette analyse des divers éléments du salaire et du coût de la main-d'œuvre, de donner un exemple concret pris dans l'une des branches les plus représentatives de la production: l'industrie mécanique.

Les deux provinces de Milan et de Naples ont été spécialement choisies, puisqu'elles permettent de mettre en évidence les différences du niveau des salaires dans le nord et le sud de l'Italie. Il est à noter, d'autre part, que:

Les salaires indiqués sont les salaires minima résultant des contrats en vigueur,

Conformément aux statuts du travail, les rémunérations de la main-d'œuvre masculine et féminine sont réglées séparément;

Les calculs ont été faits sur la base de la législation du travail en juillet 1952.

Il n'est, certes, pas possible de chiffrer exactement la différence entre les salaires minima ainsi pris en considération et les salaires réellement perçus par la main-d'œuvre. Suivant les statistiques les plus récentes de la confédération générale de l'industrie italienne, il apparaît toutefois que les salaires réels sont en fait de 20 à 25 p. 100 supérieurs à ceux prévus dans les conventions collectives.

L'estimation ainsi faite n'a cependant qu'une valeur indicative, puisque dans la pratique on constate d'appréciables différences, celles-ci étant plus marquées dans les régions du nord de l'Italie, dans les industries saisonnières et dans la main-d'œuvre masculine spécialisée.

Il est, par ailleurs, reconnu que, dans les petites entreprises, du sud de l'Italie spécialement, les salaires versés sont parfois inférieurs à ceux fixés par contrat.

Il convient d'ajouter enfin que les entreprises de grande importance supportent en dehors des charges sociales mentionnées ci-dessus, d'autres contributions financières (assistance ouvrière privée, services sanitaires, camps de vacances, logements ouvrier, etc.), dont il est difficile d'évaluer l'incidence sur le coût de la main-d'œuvre.

Prix de revient journalier de la main-d'œuvre dans l'industrie mécanique italienne, à Milan, en juillet 1952 (en lires).

ÉLÉMENTS DU PRIX DE REVIENT	SPÉCIALISTES	HOMMES		MANŒUVRES	FEMMES		
		Ouvriers qualifiés.	Manœuvres spécialisés.		1re catégorie.	2e catégorie	3e catégorie
I. — *Salaires.*							
Salaires de base	394,40	335,60	335.60	309,20	248,92	234.92	216.44
Majoration de 10 p. 100 prévue au contrat collectif	39,44	35,56	33,56	30.92	24,89	23,49	21,64
Indemnité temporaire	776	764,50	759	753	662,50	658	653
Réajustement	146	68	34	»	48	24	»
Indemnité de vie chère	30	30	30	30	20	20	20
Salaires globaux	1.385,84	1.253,66	1.192,16	1.123,12	1.004,31	960,41	911,08
II. — *Bonifications accordées*							
Congés payés, gratifications de fin d'année majorant le salaire	263,45	238,32	226,63	213,50	190,92	182,57	173,20
III. — *Charges sociales sur les salaires.*							
Contribution de base	3,50	3	3	3	2,16	2,16	2,16
Contribution de 24 p. 100 sur le plafond de 900 lires (hommes) ou 750 lires (femmes)	216	216	216	216	180	180	180
Contribution de 21,88 p. 100 sur le salaire total	296,66	267,74	254,28	239,17	215,37	205,76	194,97
Charges sociales sur les bonifications accordées	64,31	60,20	58,62	56,19	49	47,65	46,13
Total des charges sociales	580,47	546,94	531,60	514,36	446,53	435,57	423,26
Coût total	2.229,76	2.038,92	1.950,39	1.850,98	1.641,76	1.578,55	1.507,57

SEPTIEME PARTIE

L'Union des Républiques socialistes soviétiques.

SOMMAIRE

Pages.

INTRODUCTION 93

CHAPITRE PRÉLIMINAIRE. — *Aperçu sur la situation énergétique de l'U. R. S. S.* 94

CHAPITRE I^er. — *Organisation de l'économie soviétique:*

§ 1. — Le régime de la propriété 95
§ 2. — L'organisation de la production 95
§ 3. — La planification 95
Schéma de la planification pour un ministère 96

CHAPITRE II. — *Le charbon:*

§ 1. — Organisation de l'industrie charbonnière 97
a) Organisation administrative interne de la mine 97
1° Droits 97
2° Obligations 97
b) Organisation administrative générale de l'industrie charbonnière 97
§ 2. — Caractéristiques des gisements et réserves 97
§ 3. — Conditions d'exploitation 97
§ 4. — Production 98
§ 5. — Prix et consommation 98
§ 6. — Condition sociale des mineurs 98

CHAPITRE III. — *Le pétrole et le gaz:*

§ 1. — Organisation de l'industrie pétrolière 99
§ 2. — Situation des gisements et réserves 99
§ 3. — Production du pétrole 99
§ 4 — Utilisation des produits pétroliers 99
a) Structure « qualitative » de la production 99
b) Consommation intérieure 100
c) Exportations 100
§ 5. — Production et transport du gaz naturel:
Traction 100
Usages domestiques 100

CHAPITRE IV. — *L'électricité:*

§ 1. — Organisation de la production et de la distribution d'électricité 101
§ 2. — Politique de construction des centrales électriques. 101
§ 3. — Centrales hydrauliques:
a) Le canal Volga-Don et la centrale de Tsimlianskaya. 102
b) La centrale de Dnieproguès 102
c) Le complexe du lac Sevan 103
d) Le complexe du fleuve Tchirtchik 103
e) La centrale de Stalingrad 103
f) Micro-centrales et centrales agricoles 104
g) L'institut hydro-technique de Leningrad 104
§ 4. — Centrales thermiques:
a) Centrale thermique Kalouskaïa à Moscou 105
b) Institut thermotechnique de Moscou 105
c) Coût des centrales thermiques et hydrauliques 105
§ 5. — Interconnexion et transport à longue distance 105
§ 6. — Tarification et vente d'électricité 106

CHAPITRE V. — *L'énergie nucléaire:*

Visite de la centrale atomique 107

Pages.

CHAPITRE VI. — *L'énergie éolienne et l'énergie solaire:*

§ 1. — L'énergie éolienne 107
§ 2. — L'énergie solaire 108

CHAPITRE VII. — *Les investissements et la politique d'utilisation de l'énergie:*

§ 1. — Méthodes de financement des investissements 108
§ 2. — Planification des investissements 109
§ 3. — Volume des investissements énergétiques 109
Industrie charbonnière (sans l'Ukraine) 109
Industrie pétrolière (sans l'Azerbaïdjan) 110
Centrales électriques 110
§ 4. — Politique d'utilisation de l'énergie 110

ANNEXE:

I. — Tarification de l'électricité en U. R. S. S. 110
a) Tarification de l'électricité utilisée pour l'éclairage .. 110
b) Tarification de l'électricité utilisée pour la force 111
II. — Tarification de l'énergie calorifique 112

INTRODUCTION

Pendant son séjour de trois semaines en U. R. S. S., la mission a pu effectuer la visite d'installations intéressantes et obtenir des renseignements précis et une documentation importante.

Elle tient à exprimer sa reconnaissance aux autorités soviétiques qui lui ont réservé un accueil des plus chaleureux et fourni spontanément l'ensemble des renseignements qu'elle souhaitait obtenir. Elle adresse en outre ses sincères remerciements au gouvernement soviétique pour la généreuse hospitalité qu'il lui a offerte pendant son séjour.

La mission tient également à exprimer sa vive gratitude à l'ambassade de France à Moscou, qui a apporté son entier concours à l'organisation et à l'exécution de son programme.

Composée de:

Chef de mission: M. Mayolle;

Membres: MM. Cade, Ferlet, Le Brun, Uchard, Verret,

elle était accompagnée de M. Kespi, chargé de mission au Conseil économique.

Elle a quitté Paris le samedi 20 août 1955, à neuf heures trente (aéroport d'Orly).

Si le programme initial établi par les autorités soviétiques s'étendait sur un mois, celui-ci a dû être modifié à la demande des membres de la mission, qui ne pouvaient prolonger leur séjour au delà du terme de trois semaines, qui avait été antérieurement fixé.

Le programme a donc été le suivant:

Lundi 22 août 1955, Moscou.

Conférence au ministère des centrales électriques avec MM. Malenkov, ministre des centrales électriques et Ougoretz, vice-ministre des centrales électriques, ainsi qu'avec plusieurs collaborateurs des différents ministères énergétiques.

Visite de la sous-station de transport électrique de 400.000 volts (en construction aux environs de Moscou) et entretiens avec M. Tchelychev, directeur.

Visite de la centrale thermique « Kalouskaïa » (n° 20 de Moscou), et entretiens avec M. Kouznetzov, directeur.

Réception à l'ambassade de France.

Mardi 23 août, Moscou.

Visite de l'institut thermo-technique de l'U. R. S. S. et entretiens avec M. Gorchkov, directeur.

Mercredi 24 août, Stalingrad.

Visite du chantier de la centrale hydro-électrique de Stalingrad (en construction) et entretiens avec MM. Gaievsky, chef des constructions, et Medvedev, ingénieur en chef.

Jeudi 25 août.

Visite du canal Volga-Don et entretiens avec M. Tchemychkian, directeur.

Vendredi 26 août.

Visite de la centrale hydro-électrique de Tsimlianskaya sur le Don et entretiens avec MM. Soldatov, directeur et Kazarian, ingénieur en chef.

Samedi 27 août, Rostov.

Visite de la mine « Sapadnaya-Kapitalnaya » (bassin du Donetz) et entretiens avec M. Khijniatchenko, directeur de la mine.

Dimanche 28 août, Zaporoje.

Visite de la centrale du Dnieprogues et entretiens avec MM. Goumenour, directeur du système énergétique du Dniepr; Ivanov, directeur, et Yakovlev, ingénieur en chef de la centrale.

Visite de l'usine de transformateurs de Zaporoje, et entretiens avec M. Tregoubov, directeur.

Mardi 30 août, Erivan.

Entretiens au siège du système électrique de la République d'Arménie avec MM. Alexanian, directeur, et Agapov, ingénieur en chef du système électrique, puis visite du système hydro-électrique du lac Sevan.

Mercredi 31 août, Tbilissi.

Entretiens au siège du système électrique de la République de Géorgie avec MM. Tchonkaladze, directeur du trust de construction des centrales électriques de Géorgie; Tchkheidze, directeur, et Mkeidze, ingénieur en chef du système électrique.

Mercredi 31 août, Bakou.

Visite d'une exploitation pétrolière sous-marine de la région de Bakou, et entretiens avec MM. Raguimov, vice-ministre du pétrole d'Azerbaïdjan; Grobstein, ingénieur en chef de l'exploitation pétrolière.

Vendredi 2 septembre.

Visite du barrage de Gazalkes (République du Kazakhstan) et de la centrale de Tchirtchik (République de l'Uzbekistan) et entretiens avec MM. Jerebtsov, directeur du système électrique de la République d'Uzbekistan; Zavialov, directeur, et Motchalov, ingénieur en chef de la centrale de Tchirtchik.

Visite de l'institut agronomique de Tachkent et entretiens avec MM. Tikhomirov, vice-ministre des terres irriguées de la République de l'Uzbekistan, et Visotsky, directeur de l'institut.

Samedi 3 septembre, Tachkent.

Visite du centre expérimental du laboratoire de l'énergie solaire de l'académie des sciences de l'U. R. S. S. et entretiens avec MM. Kolos, directeur, et Garf, ingénieur en chef.

Dimanche 4 septembre, Saratov.

Visite de l'exploitation gazière du trust de Saratovneft et entretiens avec MM. Sodatov, directeur, et Polianski, ingénieur en chef du trust.

Mardi 6 septembre, Léningrad.

Visite de l'usine « Electrosila » et entretiens avec MM. Chevichenko, directeur, et Emelianov, ingénieur en chef de l'usine.

Mercredi 7 septembre, Léningrad.

Visite de l'institut hydro-technique de Léningrad et entretiens avec le professeur Proscoriakov, directeur, et M. Gregoriev, directeur adjoint de l'institut.

Jeudi 8, vendredi 9 et lundi 12 septembre, Moscou.

Conférence au Gosplan avec:

M. Kossiatchenko, premier vice-président du Gosplan;

M. Kouliev, vice-président de la commission économique;

M. Grofov, vice-ministre de l'industrie charbonnière;

M. Zabolotuckov, directeur du département de l'industrie pétrolière de la commission économique;

M. Fedorov, vice-ministre de l'industrie pétrolière;

M. Tchedrine, directeur du département de l'industrie charbonnière du Gosplan;

M. Roussakovsky, directeur du département des stations électriques du Gosplan;

M. Protsenko, ingénieur en chef adjoint (ministère des centrales électriques);

M. Ougoretz, vice-ministre des centrales électriques;

M. Nekrassov, directeur de la direction technique du ministère des centrales électriques, membre du collège.

Samedi 10 septembre.

Visite de la centrale atomique de l'académie des sciences de l'U. R. S. S. (aux environs de Moscou) et entretiens avec MM. Nicolaiev, directeur, et Grigoriantz, ingénieur en chef de la centrale.

Dimanche 11 septembre.

Visite de l'usine de liquéfaction de gaz naturel (aux environs de Moscou) et entretiens avec MM. Bondavenko, directeur général du gaz, et Waksermann, directeur de l'usine.

Visite d'une sous-station expérimentale de transport en continu à haute tension.

Visite d'une centrale hydro-électrique rurale (aux environs de Moscou).

Visite d'une station d'essai d'énergie éolienne (aux environs de Moscou) et entretiens avec M. Siderov, directeur.

CHAPITRE PRELIMINAIRE

APERÇU SUR LA SITUATION ENERGETIQUE DE L'U. R. S. S.

Avec une superficie de 22 millions de kilomètres carrés et une population d'environ 220 millions d'habitants, l'Union soviétique est le second producteur d'énergie du monde.

Elle a produit en 1954 l'équivalent énergétique de l'ordre de 420 millions de tonnes de charbon, soit environ 2 tonnes par habitant.

Cette seconde place, l'Union soviétique la doit tout d'abord aux richesses naturelles dont elle dispose en abondance.

Ses réserves de charbon et de lignite sont évaluées à 1.650 milliards de tonnes. Celles de pétrole et de gaz naturel sont estimées respectivement à 6 milliards de tonnes et 1.000 milliards de mètres cubes.

Quant au gisement hydraulique, son potentiel économique exploitable est de l'ordre de 1.700 milliards de kilowatts-heures.

En outre les combustibles locaux, tourbe, schistes, bois, offrent des possibilités qui sont loin d'être négligeables.

La distribution géographique de ces ressources est assez inégale sur l'ensemble du territoire soviétique et entraîne une spécialisation relative de chaque région productrice d'énergie.

L'importance des distances exerce une influence déterminante sur le développement économique du pays et conduit naturellement à l'utilisation maximum sur place des ressources énergétiques.

Leur localisation détermine ainsi la carte des centres industriels et par là même de la population. Par exemple la construction de centrales électriques s'accompagne de l'édification d'usines et de villes.

Ceci explique le développement des activités dans les régions orientales qui recèlent la majorité des richesses minérales ou hydrauliques et le rôle économique important que ces régions sont appelées à jouer dans l'avenir.

Le caractère généralement sous-développé du pays appelle un développement rapide de l'économie qui nécessite un développement non moins rapide de la production d'énergie.

Ainsi la géographie et la politique économique générale de l'Union soviétique commandent sa politique énergétique qui est caractérisée par les deux traits suivants:

La mise en œuvre très rapide des ressources naturelles;

L'utilisation systématique de toutes les ressources locales.

Si les rythmes de développement des différents secteurs économiques et, notamment, ceux des industries de base, déterminent les rythmes de développement de l'énergie (dans le cadre de la planification générale de l'économie), l'objectif constant de la politique économique est de disposer de ressources énergétiques supérieures aux besoins, afin d'éviter tout ralentissement des autres secteurs. (Les productions industrielles de base augmenteraient au rythme de 12 p. 100 par an depuis la dernière guerre, soit un doublement en 7 ans.)

L'importance des efforts consacrés au développement de l'énergie peut être appréciée, en tenant compte des crédits d'investissements, qui se sont élevés en 1954 à environ 40 milliards de roubles, non compris les investissements réalisés localement dans les industries du bois, de la tourbe, etc.

Ces crédits représentent d'une part 27 à 28 p. 100 de ceux consacrés à l'ensemble des investissements de l'économie nationale (sans les Kolkhozes) et, d'autre part, 6 à 7 p. 100 du revenu national.

Sans doute, cet effort financier est-il assez exceptionnel par rapport à celui d'autres pays, mais il ne peut prendre son véritable sens que si l'on tient compte aussi de la situation relative de l'économie soviétique.

Ainsi de 1929 à 1954 la production de charbon et de lignite est passée de 41 à 339 millions de tonnes, celle de pétrole de 11,4 à 60 millions de tonnes, celle d'électricité (thermique et hydraulique) de 6,2 à 149 milliards de kilowatts-heures, celle de gaz naturel, à son début est déjà de 5,7 milliards de mètres cubes.

Le charbon constitue la ressource énergétique principale et il figurait pour 65 p. 100 dans le bilan énergétique en 1954. Si son importance relative diminue légèrement par rapport aux autres sources primaires d'énergie à l'issue du 5e plan quinquennal, son exploitation intensive constitue la première application du principe de l'utilisation maximum des ressources locales.

Il convient de préciser que cette exploitation intensive vise uniquement les charbons de faible valeur calorifique (lignite et charbons bruns) qui ont été particulièrement recherchés pour assurer l'expansion rapide de l'électrification.

Par contre, l'utilisation du bon charbon fait l'objet d'une politique d'économie à laquelle contribue justement cette large utilisation des autres charbons.

C'est à ce même objectif que satisfait l'extraction de la tourbe (44 millions de tonnes en 1954 et 4 p. 100 du bilan énergétique).

Si l'électricité d'origine hydraulique ne représente encore qu'une faible part de la production totale d'électricité (14,5 p. 100 en 1954 et 2 p. 100 du bilan énergétique) son importance relative ira croissant dans les prochaines années par la mise en service d'ouvrages importants, tels que les centrales de Stalingrad, Kouibychev, Gorki et Kakhovka. Dès 1956, ces trois dernières centrales apporteront une production nouvelle qui sera de l'ordre de 14 milliards de Kwh en année d'hydraulicité moyenne. De nombreuses autres centrales sont en construction ou en projet.

Cette politique d'équipement hydraulique est fondée notamment sur la réalisation d'installations mixtes, concourant simultanément à la production d'énergie, à la navigation et à l'irrigation des terres. Les ouvrages bénéficient ainsi de rentabilités cumulées. Il y a lieu de considérer, en outre, que la rentabilité comparée des équipements thermiques et hydrauliques est influencée, en régime socialiste, par le fait que les crédits d'investissements, comme tous les prêts industriels, ne comportent aucune charge d'intérêt.

Enfin, même en cas de faible rentabilité, de tels équipements s'inscrivent dans le cadre de la politique de développement régional de l'industrie ou de l'agriculture.

Le pétrole (60 millions de tonnes et 20 p. 100 des ressources énergétiques en 1954), fait l'objet d'efforts particuliers de recherches, dont certains ont été couronnés de succès. La consommation des produits pétroliers connaîtra selon toute vraisemblance un rythme d'accroissement moins rapide que celle des autres formes d'énergie. Si l'Etat encourage la consommation des carburants liquides et notamment du gas-oil pour les transports terrestres et pour les usages agricoles, il freine au maximum son emploi comme combustible, afin d'éviter notamment une concurrence fâcheuse à l'encontre des combustibles locaux de qualité médiocre. Le système de planification en vigueur permet d'imposer, sans difficultés, une réglementation et un contrôle de l'utilisation de l'énergie.

On peut ainsi constater que le principe de l'utilisation optima des ressources locales a pour corrollaire une concurrence réduite entre les diverses formes d'énergie.

Le gaz naturel fait l'objet de prospections systématiques, et il est vraisemblable que, dans un avenir peu éloigné, son pourcentage encore faible dans les ressources énergétiques (2 p. 100) connaîtra une augmentation importante.

Enfin, l'Union soviétique s'est engagée dans la voie de l'utilisation industrielle de l'énergie nucléaire. Une première centrale d'une puissance de 5.000 Kw a été mise en service en 1954 et de nouvelles réalisations, à caractère industriel plus étendu, seront engagées par le prochain plan

Bilan énergétique en 1954.

PRODUITS	MILLIONS de tonnes, milliards de m³ ou de kWh.	POURCENTAGE	OBSERVATIONS
Charbon ..... / Lignite	339	65	
Schistes	»	1	
Tourbe	44	4	
Bois	»	5,5	Tendance à la diminution.
Pétrole	60	20,5	Tendance à l'accroissement.
Gaz naturel..	5,7	2	
Hydraulicité.	21,6	2	
		100	

CHAPITRE Ier

ORGANISATION DE L'ECONOMIE SOVIETIQUE

On ne peut exposer la politique énergétique de l'U. R. S. S. et les moyens d'exécution de cette politique sans rappeler brièvement le cadre économique dans lequel se développe cet important secteur.

L'organisation et le fonctionnement de l'économie soviétique nous ont été exposés, dans leurs grandes lignes, au cours de différentes conférences et notamment au siège du Gosplan de l'U. R. S. S. à Moscou.

Nous examinerons successivement le régime de la propriété, l'organisation de la production et les mécanismes de la planification.

§ 1er. — Le régime de la propriété.

Comme vous le savez, la propriété collective joue un rôle prédominant dans l'économie soviétique. Dans le secteur industriel notamment, les richesses naturelles et les moyens de production sont entièrement collectivisés, et revêtent la forme de propriété d'Etat.

Appartiennent à l'Etat aussi bien les ressources naturelles (sol, sous-sol, forêts et eaux) que les entreprises industrielles.

Il en résulte que la mise en valeur des sources d'énergie incombe à l'Etat, et que celui-ci assume la gestion des entreprises de production et de distribution des différentes formes d'énergie.

§ 2. — L'organisation de la production.

En raison du caractère fédéral de l'Union soviétique (16 républiques fédérées), la gestion de ces entreprises est confiée à des ministères spécialisés soit de l'Union, soit de chaque République.

Il convient d'ailleurs de préciser que cette gestion économique est très décentralisée, chaque entreprise constituant l'unité économique de base. Ces entreprises industrielles sont généralement groupées en combinats et en trusts, groupements chargés de coordonner leur activité sur le plan économique et technique.

Tous les trusts et les combinats d'une même branche d'activité, sont à leur tour regroupés au sein de chaque ministère intéressé en une direction centrale correspondant à leur activité.

Chaque ministère est placé sous l'autorité d'un ministre, assisté de plusieurs vice-ministres. Ceux-ci sont très souvent chargés d'une ou plusieurs directions centrales du ministère (planification, exploitation, investissements, main-d'œuvre, organisation du travail, approvisionnements, équipement et modernisation, contrôle financier, etc.).

Ainsi, la mise en valeur des différentes sources d'énergie est assurée par:

Le ministre des Charbonnages de l'U. R. S. S.;
Le ministre des Centrales électriques de l'U. R. S. S.;
Le ministre de l'industrie pétrolière de l'U. R. S. S.;
Le ministre de la géologie et ressources naturelles de l'U. R. S. S.;
Le ministre de l'industrie du bois de l'U. R. S. S.

Il existe également un ministère de l'industrie charbonnière dans la République d'Ukraine, en raison de l'importance toute particulière des gisements charbonniers de cette région.

Pour des raisons analogues un ministère de l'industrie pétrolière a été créé dans la République d'Azerbaïdjan (Bakou).

Les ministères fédéraux sont, en principe, responsables de l'exploitation des sources d'énergie, sous réserve des deux exceptions précitées, tandis que le transport et la distribution relèvent de la compétence de ministères républicains. La répartition de leurs attributions respectives est parfois plus complexe. Aussi les préciserons-nous ultérieurement à l'occasion des développements consacrés à chaque source d'énergie.

§ 3. — La planification.

L'économie soviétique est planifiée, c'est-à-dire que la gestion de toutes les entreprises soviétiques est réalisée dans le cadre de plans qui expriment les directives économiques générales de l'Etat concernant le volume de la production, sa répartition entre biens de consommation et biens d'équipement, les moyens d'atteindre les objectifs fixés, le montant des investissements, les résultats essentiels à atteindre sur le plan technique, la distribution géographique des forces productives, les tâches à réaliser en matière de logements, d'équipements sanitaires, culturels, etc. Le plan soviétique est à la fois économique, social, financier et monétaire.

Toutes ces décisions qui constituent les plans sont arrêtées par le conseil des ministres de l'U. R. S. S. A cette fin, le conseil des ministres est assisté d'organismes spécialisés, indépendamment des ministères fédéraux et des gouvernements républicains.

Le Gosplan de l'U. R. S. S. — commission centrale d'Etat du plan — est chargé, sous l'autorité directe du gouvernement soviétique, de l'élaboration des plans.

Jusqu'à une époque toute récente, le Gosplan était responsable de l'établissement aussi bien des plans à long terme que des plans annuels.

Toutefois, il a paru nécessaire, au mois de janvier 1955, dans un souci d'efficacité, de confier certaines attributions du Gosplan à une nouvelle commission. Au terme de cette réforme le Gosplan conserve la planification à long terme (plans de 3 ans, de 5 ans ou plus) et la commission économique, nouvellement créée, est chargée de la planification à court terme (plans annuels et mesures d'application de ces plans).

C'est surtout l'élaboration des mesures concrètes d'application du plan qui surchargent trop les travaux du Gosplan.

Aucun lien de subordination hiérarchique n'existe entre les deux commissions. Les risques de voir s'élever un conflit entre elles sont pourtant assez faibles: si elles exercent des fonctions différentes, ces commissions exécutent la même politique. De plus elles entretiennent d'étroits rapports puisque la planification à court terme et la planification à long terme sont interdépendantes. Le plan annuel n'est qu'une étape du plan quinquennal. Le rôle de la commission économique est d'expliciter les objectifs fixés par le Gosplan.

Inversement, le Gosplan ne peut ignorer l'état de réalisation du plan, ni l'évolution de la production pour apprécier les perspectives à moyen et à long terme.

La planification à long terme ne saurait être théorique mais doit tenir compte des réalisations concrètes.

Les fonctions des deux commissions sont analogues et consistent à assurer le développement équilibré des différents secteurs de l'économie, c'est-à-dire harmoniser la production des secteurs, assurer l'équilibre entre la production et la consommation, entre la consommation et les investissements, entre les revenus et les dépenses de la population.

Pour assurer cet équilibre entre les différentes branches de l'économie, on répartit les différents facteurs productifs dans un ensemble de bilans (bilans en nature ou en valeur):

a) Bilans matériels pour les principaux produits-clés (par exemple: bilan des combustibles, bilan des métaux, bilan des produits pétroliers, bilan des différentes formes d'équipement);

b) Bilans synthétiques (par exemple: bilan des revenus, bilan des recettes et des dépenses de la population).

Les bilans matériels, qui correspondent à un produit déterminé, comportant deux entrées: les ressources et la répartition. Du côté des ressources sont enregistrées toutes les disponibilités du produit en question avec indication de leurs provenances (stocks, production courante, importation).

Du côté de la répartition sont mentionnés tous les emplois (consommation courante, équipement, exportations, réserves).

Pour établir la correspondance nécessaire entre les ressources et leur application, on a recours à des normes d'utilisation. Ces normes sont elles-mêmes fixées, sur une base technique, en vue d'économiser le maximum de combustibles et de matières premières pour chaque usage.

Dans le cas du bilan énergétique les normes d'utilisation des combustibles sont fixées par la commission économique. C'est ainsi que, chaque année, tous les ministères et républiques communiquent leurs normes, avant le 15 août, à cette commission économique.

Une section spécialisée de celle-ci est chargée de leur examen. Les normes ne sont définitivement arrêtées qu'après une consultation d'experts sur les possibilités techniques de réalisation. En cas de désaccord entre les propositions reçues et l'avis des experts consultés, le litige est soumis à une commission de praticiens et de techniciens. C'est ainsi que fut réglé en 1954 un désaccord sur la qualité et la quantité du ciment à employer pour la construction des centrales hydrauliques.

Une procédure identique est adoptée pour l'établissement des normes d'utilisation nécessaires à l'établissement des plans perspectifs.

Schéma de la planification pour un ministère.

A l'origine, le Conseil des ministres de l'U. R. S. S. fixe les directives économiques générales qui devront être appliquées pendant la période considérée (1 an ou 5 ans par exemple). Le rôle du Gosplan ou de la commission économique est justement de concrétiser et de préciser ces directives sous forme d'un plan quin quennal ou annuel.

Les directives arrêtées par le Gouvernement de l'Union sont transformées en projet de plan, fixant les tâches des différentes branches de l'économie nationale et des principales industries. Ce projet, établi en étroite collaboration entre le Gosplan et les ministères, fait ensuite l'objet d'une double transmission, d'une part aux ministères fédéraux, d'autre part aux Conseils des ministres des Républiques. Les uns et les autres le transmettent à leur tour aux groupements qui relèvent de leur compétence, trusts, combinats, jusqu'aux entreprises. A chaque échelon, le projet fait l'objet d'une élaboration de plus en plus précise.

Cette phase de la transmission constitue ce que l'on appelle la « descente » du projet de plan.

Dans l'entreprise, le projet de plan est mis au point après discussion avec le syndicat. Il convient, d'ailleurs, de signaler que les syndicats participent, à chaque échelon, à l'élaboration du plan économique, en vertu d'une obligation légale.

Le syndicat, consulté pour avis, communique ses propositions au directeur de l'entreprise. Il approuve ensuite ou rejette le projet qui lui est soumis. Celui-ci est signé conjointement par le directeur de l'entreprise et le président du syndicat, lequel précise sur chaque point ses observations.

Le projet de plan est retransmis ensuite aux autorités supérieures, en suivant la voie inverse que l'on appelle « la remontée » du projet. A chaque échelon, les différents projets font l'objet d'un travail de coordination et d'une nouvelle mise au point.

Chaque ministère ou chaque république élabore ainsi son propre projet de plan qui remonte finalement jusqu'au Gouvernement de l'Union.

D'autre part les syndicats élaborent le plan d'utilisation des ressources de la sécurité sociale, secteur dont ils sont responsables. (Les sanas, les maisons de repos sont gérés par les syndicats.)

Le plan économique général est élaboré par la commission économique ou le Gosplan, dont le rôle est d'équilibrer et d'harmoniser les différents projets en utilisant la méthode des bilans que nous avons décrite.

Pour devenir définitif, c'est-à-dire exécutoire, le plan doit encore recevoir l'approbation du Conseil des ministres de l'U. R. S. S. Si le plan n'est pas directement soumis au Soviet Suprême, celui-ci en connaît lors de l'examen annuel du budget qui, comme nous le verrons, à propos des investissements, participe très largement au financement de l'économie nationale.

Le plan de chaque unité économique est déduit du plan économique général par une procédure inverse de celle qui a été suivie pour la préparation du plan. Chaque ministère ou république fixe les tâches assignées à chaque combinat, trust ou groupement administratif régional, lequel à son tour détermine la production impartie à chaque entreprise.

Chaque ministère ou république est donc responsable de l'exécution du plan dans toutes les entreprises de son ressort.

Il en contrôle l'exécution au moyen des comptes rendus d'activités que chaque entreprise doit dresser, tous les trimestres, tous les mois, voire tous les dix jours au groupement économique dont elle dépend.

Ces comptes rendus sont destinés d'une part à l'échelon régional ou central de la statistique et, d'autre part, au ministère intéressé. On constate une tendance de plus en plus marquée à réduire au minimum le nombre de comptes rendus statistiques pour simplifier le travail du Gosplan, de la commission économique et des administrations centrales.

En principe, la commission économique ne suit l'exécution du plan qu'au moyen de cette observation statistique. Toutefois, lorsqu'il s'agit de régions ou de produits très importants pour l'intérêt général, elle charge des délégués de contrôler directement l'exécution du plan.

Si le Gosplan a supprimé l'administration régionale, qui existait il y a quelques années, il dispose cependant d'une inspection permanente pour s'assurer que le potentiel de production des entreprises est bien utilisé.

En raison de la continuité nécessaire dans la réalisation du plan, des mesures complémentaires doivent pouvoir être décidées à tout moment pour remédier au retard de telle ou telle branche.

C'est alors qu'intervient la commission économique dont le rôle consiste à prendre les mesures préventives nécessaires.

Si l'on prend, par exemple, le cas de la construction du matériel d'équipement des centrales électriques, l'exécution du plan se poursuit de la manière suivante:

Le programme de construction de ce matériel est naturellement inclus dans le plan général de construction des centrales.

Ce programme, établi sur les propositions du ministère des centrales électriques, est communiqué au ministère chargé de la production du matériel. La commission économique a pour fonction de fixer les conditions et les délais de production.

Le ministère des centrales électriques est ensuite habilité à passer commande de l'équipement prévu au plan au ministère chargé de la production du matériel qui est, en l'occurrence, le ministère de la construction du matériel électrique.

Par l'intermédiaire des trusts, les entreprises de production sont finalement chargées de l'exécution de la part du programme qui leur revient. Dans ce domaine, les propositions des besoins de matériel leur sont communiquées un an à l'avance, en général, pour leur permettre d'organiser leur activité.

En principe, c'est l'organisme utilisateur de l'équipement qui passe la commande.

CHAPITRE II

LE CHARBON

Il nous a paru intéressant de donner, ci-dessous, un exemple détaillé de l'organisation d'un secteur économique. Les secteurs examinés successivement, dans le présent rapport, ont une structure analogue.

§ 1er — Organisation de l'industrie charbonnière

a) ORGANISATION ADMINISTRATIVE INTERNE DE LA MINE

Chaque mine constitue une unité économique dotée de l'autonomie financière dont l'organisation interne est analogue à celle de toute entreprise d'Etat. Cette autonomie confère à la mine un ensemble de droits et d'obligations.

1° *Droits.* — Allocation à l'entreprise des matières premières nécessaires, selon le plan d'Etat, et libre disposition de celles-ci (Par contre il est interdit de vendre les machines et les outils de production) — Recrutement direct du personnel — Prêts des organismes financiers — Ouverture de comptes bancaires et libre disposition du fonds de roulement.

2° *Obligations.* — En contre-partie, elle doit d'une part, équilibrer son budget et d'autre part, exécuter le plan : volume, qualité, productivité, prix de revient, etc.

La mine est dirigée par un directeur nommé par les autorités supérieures et responsable devant elles. Celui-ci dispose de tous les pouvoirs nécessaires à l'administration de l'entreprise et exerce l'ensemble des droits et obligations résultant de son statut juridique et administratif. Il peut également établir des contrats de production supplémentaires à ceux qui sont imposés par l'exécution du plan, à condition que la capacité de production de l'entreprise le permette (c'est-à-dire qu'ils soient exécutés dans les heures normales de travail, grâce à des innovations techniques ou à des possibilités supplémentaires de capacité).

Le directeur dispose en particulier d'un fonds spécial appelé « Fonds du Directeur » dont le fonctionnement est le suivant :

Constituées par :

Une partie du bénéfice planifié (différence entre le coût de production prévu au plan et le prix de gros établi dans les mêmes conditions);

la moitié du superbénéfice (différence entre le coût de production planifié et le coût de production réel).

Les ressources sont affectées :

pour une moitié à l'amélioration des conditions de vie des travailleurs et de leur famille (jardins d'enfants, maisons de repos, clubs, billets individuels, etc...);

pour l'autre moitié, à l'amélioration des conditions techniques de production, c'est-à-dire à des investissements supplémentaires à ceux inscrits au plan.

Le directeur est assisté dans ses fonctions par le Syndicat du personnel de la mine.

Le Syndicat se réunit en conférences périodiques qui sont consacrées à l'amélioration de l'équipement, à la situation de la production, à la réalisation du plan, aux questions du logement, aux conditions de vie et de travail du personnel.

Chaque trimestre, le Syndicat examine les résultats obtenus. Le rôle du Syndicat est consultatif en ce qui concerne la fixation du plan de production. Par contre, il élabore conjointement avec le directeur, le contrat collectif annuel fixant les obligations respectives du personnel (discipline du travail, conditions d'exécution du plan, normes de productivité) et de la direction (conditions de travail et de vie du personnel : salaires, transport, logement, assistance médicale et autres œuvres sociales).

En principe, l'entreprise ne s'occupe pas du ravitaillement du personnel (sauf dans les industries insalubres telles que l'industrie chimique). C'est le Ministère du Commerce qui en est responsable.

Si le directeur a tous pouvoirs pour l'embauchage et le licenciement du personnel, y compris les ingénieurs, ces décisions sont obligatoirement contrôlées par le Syndicat. Une législation particulière interdit le licenciement des femmes en couches, des mères de famille, des malades, etc...

En cas de compression de personnel, le directeur doit veiller au réemploi de la main-d'œuvre licenciée. Le Syndicat est engagé dans « l'émulation socialiste », c'est-à-dire qu'il participe à l'amélioration des conditions de travail et de productivité.

b) ORGANISATION ADMINISTRATIVE GÉNÉRALE DE L'INDUSTRIE CHARBONNIÈRE

Les mines sont groupées en trusts qui constituent un organisme économique chargé de coordonner et de diriger l'exploitation des différentes mines, qui le composent, d'organiser leur ravitaillement en matières premières et en matériels et d'écouler leur production conformément aux commandes passées par les autres unités économiques. Leur rôle est donc à la fois technique et commercial.

A leur tour, les trusts sont groupés en combinats, qui dépendent du ministère fédéral. Le trust est le groupement formé à l'échelle d'une région, tandis que le combinat est constitué à l'échelle d'une province.

Un même bassin houiller comprend plusieurs combinats.

Le ministère fédéral de l'industrie charbonnière comprend notamment une direction de la construction et de l'équipement.

Comme nous l'avons déjà indiqué, la République d'Ukraine possède également un ministère de l'industrie charbonnière.

§ 2. — Caractéristiques des gisements et réserves.

Il convient de signaler, dès le début de cet article, que la production charbonnière comprend le lignite.

Les réserves totales de l'Union soviétique sont évaluées à 1.650 milliards de tonnes, soit un peu plus du quart des réserves mondiales (6.000 milliards de tonnes).

Au rythme actuel d'extraction, ces réserves représentent plus de 4.000 années de consommation.

Du point de vue de la localisation, ces réserves sont réparties inégalement sur le territoire soviétique et se trouvent situées pour plus de 90 p. 100 dans les régions orientales.

Les réserves des principaux bassins sont les suivantes:

Bassin du Donetz, 89 milliards de tonnes;
Bassin de Moscou, 125 milliards de tonnes;
Bassin de Karaganda, 51,5 milliards de tonnes;
Bassin de Kouznetz, 450,5 milliards de tonnes;
Bassin d'Irkoutsk, 81 milliards de tonnes;
Bassin de Toungouss (Sibérie orientale), 440 milliards de tonnes.

Ces gisements présentent des caractéristiques différentes et notamment de grandes inégalités quant à la situation des veines. Celles-ci sont à l'avantage des bassins orientaux, où la profondeur et l'épaisseur des veines permettent des conditions d'exploitation beaucoup plus favorables.

Alors que les veines sont irrégulières avec une épaisseur de 0,40 mètre à 1,50 mètre dans le bassin du Donetz, elles se présentent en couches horizontales, en forme de lentilles, d'une épaisseur de 2 à 3 mètres et à une profondeur variant de 50 à 200 mètres dans le bassin de Moscou. Mais ce charbon a une grande teneur en cendres.

Dans le bassin de Karaganda, les veines sont irrégulières, comme celles du Donetz. Leur épaisseur varie de 0,50 mètre à 3 mètres. Toutefois une couche de « moraine supérieure » atteint une épaisseur de 8 mètres.

Dans le bassin du Kouznetz, les veines présentent des aspects variés, tantôt horizontales, et tantôt verticales. Leur épaisseur peut atteindre jusqu'à 25 mètres.

Les bassins d'Irkoutsk et de Toungouss offrent de nombreux gisement qui autorisent l'exploitation à ciel ouvert (0,50 mètre à 25 mètres d'épaisseur).

Les qualités de ces charbons sont évidemment très variables et on nous a communiqué, à titres d'exemples, les caractéristiques suivantes:

Charbons cokéfiables du Donetz, marque K (1):
Humidité, 5 p. 100;
Soufre, 1,5 à 3 p. 100;
Cendres, 15 à 16 p. 100;
Pouvoir calorifique, 6.430 calories.

Charbons cokéfiables du Kouznetz, marque K (1):
Humidité, 8 p. 100;
Soufre, 0,3 p. 100;
Cendres, 12 p. 100;
Pouvoir calorifique, 6.090 calories.

Charbons bruns de Moscou:
Humidité, 32 p. 100;
Soufre, 2 à 4 p. 100;
Cendres, 19 à 25 p. 100;
Pouvoir calorifique, 2.835 calories (en moyenne).

§ 3. — Conditions d'exploitation.

Si les conditions naturelles d'exploitation ne sont pas généralement faciles, une politique de mécanisation, poursuivie avec vigueur, a permis d'atteindre des rendements fort convenables.

Le rendement moyen, fond et jour, était en 1954 de 465 tonnes par mineur et par an (compte tenu des maladies et des congés). Pour 1955, il est estimé à 508 tonnes.

Le développement de la mécanisation atteint des degrés variables selon les phases de l'exploitation:

L'abattage est mécanisé à 99 p. 100.

(1) Les charbons sont classés en catégories définies par une lettre, la marque K signifie qu'il s'agit de charbon à coke.

Les méthodes d'abattage se répartissent, en pourcentage de l'extraction totale, entre:

Foudroyage, 31,8 p. 100.
Marteau-piqueur, 12,1 p. 100.
Combiné avec chargement, 21 p. 100.
Haveuse, 33,8 p. 100.

Le chargement est mécanisé à 31,8 p. 100 alors qu'il était entièrement manuel il y a cinq ans.

Les transports par convoyeurs et transporteurs, dans les galeries principales et secondaires, sont mécanisés à 99,9 p. 100.

Les travaux préparatoires sont mécanisés à 45,8 p. 100.

La recette est mécanisée à 100 p. 100.

Le chargement sur wagon à 99,9 p. 100 dont 94,5 p. 100 par bunker.

***

Il est intéressant de rapprocher de ces renseignements généraux relatifs à l'ensemble des mines soviétiques, ceux que notre mission a pu recueillir directement lors de sa visite de la mine « Ouest-Capitale » située dans le Sud-Est du bassin du Donetz, près de la ville de Novochakhtinsk.

Cette mine exploite un des plissements du gisement de Nieverstaïa, à une profondeur de 260 mètres.

L'exploitation qui avait commencé en 1939 a dû être interrompue par suite des destructions de guerre et a repris en 1946.

La mine comprend deux puits et les travaux s'effectuent actuellement dans la partie orientale.

L'épaisseur des veines est de 1,50 mètre à 1,60 mètre et l'extraction est continue (trois postes de huit heures).

Avec un personnel de 1.950 mineurs (300 au jour et 1.650 au fond) la mine produit 6.000 tonnes/jour soit 2 millions de tonnes par an.

Le rendement jour et fond est de 920 tonnes par mineur et par an (soit près du double du rendement moyen des mines soviétiques) pour une durée du travail qui est de 22 jours ouvrables par mois, compte tenu des congés et de l'absentéisme. La mécanisation de cette mine doit être encore développée, à l'instar des autres mines du Donetz.

Le charbon extrait est de l'anthracite contenant 8 à 10 p. 100 de cendres avec un pouvoir calorifique voisin de 7.500 calories.

Il est utilisé dans les chemins de fer, les centrales électriques mélangé avec du lignite, et pour la cokéfaction.

Sa zone de desserte est en moyenne de 350 à 400 kilomètres. Des expéditions sont effectuées jusqu'à Moscou, soit à une distance de 1.000 kilomètres. Le transport est réalisé entièrement par fer.

Nous avons remarqué que cette mine ne possédait pas d'industrie annexe.

§ 4. — Production.

La production charbonnière de l'U. R. S. S. a marqué une progression rapide depuis la mise en œuvre des plans quinquennaux, sauf, bien entendu, pendant la guerre.

Elle passe de 36 millions de tonnes en 1928 à 166 millions en 1940. Elle retrouve sensiblement ce niveau en 1946 pour atteindre 339 millions de tonnes en 1954.

La production des mines relevant du ministère central des charbonnages de l'U. R. S. S., soit 333 millions de tonnes, se répartit selon les qualités, de la façon suivante:

Anthracite, 50 millions de tonnes.
Charbons cokéfiables, 71 millions de tonnes.
Autres charbons (1), 111 millions de tonnes.
Charbons bruns (2), 101 millions de tonnes.

La production totale des charbonnages est estimée à 390 millions de tonnes pour 1955 dont 380 millions représentent l'extraction des mines relevant du ministère central de l'U. R. S. S.

Ainsi la production charbonnière connaît un rythme d'expansion des plus rapides: la production aura plus que doublé de 1946 à 1955.

On doit souligner que ces résultats ont pu être obtenus grâce à l'exploitation des bassins orientaux, dont la production représente une part sans cesse croissante de la production totale. Ce déplacement géographique de la production explique le développement industriel de ces régions.

On comprend aussi l'optimisme des autorités qui considèrent le problème charbonnier comme résolu.

§ 5. — Prix et consommation.

Le coût de production moyen de la tonne de charbon au 1er juillet 1955 est de 67 roubles.

Le prix de vente est fixé à 69,80 roubles. Ainsi le coefficient de rentabilité (ou profit) est très faible, comme pour tous les produits de base (de 2 à 3 p. 100 en moyenne).

(1) La production de lignite est comprise dans ce chiffre.

(2) Les charbons bruns, de qualités variables sont généralement meilleurs que le lignite. Les bonnes qualités du bassin de Moscou ont un pouvoir calorifique qui varie entre 2.500 et plus de 3.000 calories.

Nous examinerons plus loin le rôle que la politique des prix joue dans l'organisation de la production, ainsi que ses répercussions sur le financement des investissements.

La consommation du charbon, par catégorie d'utilisateurs, est la suivante, en pourcentage de la consommation totale:

Centrales thermiques	19,5 p. 100.
Cokéfaction	14,5 —
Chemins de fer	16 —
Transports fluviaux	1 —
Autres besoins	42 —
Usages domestiques	7 —
	100 p. 100.

Précisons que la consommation domestique, indiquée précédemment, ne comprend que la distribution effectuée par les services de répartition des municipalités.

Les consommateurs domestiques reçoivent en outre:

D'une part un contingent de 15 millions de tonnes par l'intermédiaire des entreprises industrielles (distribution centralisée);

D'autre part, des allocations de combustibles locaux par l'intermédiaire d'organismes régionaux (distribution républicaine).

§ 6. — Condition sociale des mineurs.

Le Gouvernement soviétique a appliqué une politique sociale favorable aux mineurs, dans le souci de compléter et de développer les effets de sa politique de modernisation.

Des avantages particuliers tant en nature que pécuniaires sont en effet accordés aux mineurs, en vue de fixer le personnel nécessaire à l'exploitation et surtout de disposer de cadres et d'ouvriers qualifiés nécessaires au développement de la mécanisation.

L'octroi de ces avantages particuliers a pour but de réduire la concurrence que font aux charbonnages des industries où le travail est plus facile.

Les congés annuels sont de 24 jours ouvrables pour les mineurs de fond et de 12 à 18 jours ouvrables pour les mineurs travaillant au jour.

Des vêtements, des chaussures, du savon leur sont fournis gratuitement. Des rations diététiques spéciales sont allouées aux travailleurs effectuant des travaux pénibles et dangereux.

Un contrôle médical gratuit est également organisé à l'intention de l'ensemble du personnel.

Des indemnités sont payées en cas de maladie.

Des primes spéciales d'ancienneté sont versées, à la fin de l'année, sur les bases suivantes:

10 p. 100 du salaire annuel après 1 an d'ancienneté.
15 p. 100 du salaire annuel pour 3 à 5 ans d'ancienneté.
20 p. 100 du salaire annuel pour 5 à 10 ans d'ancienneté.
25 p. 100 du salaire annuel pour 10 à 15 ans d'ancienneté.
30 p. 100 du salaire annuel après 15 ans d'ancienneté.

En outre, des primes mensuelles collectives de 250.000 à 280.000 roubles sont attribuées aux mines qui ont réalisé les meilleurs rendements.

Une partie de ces primes (30 p. 100) est affectée aux services sociaux, tandis que l'autre partie (70 p. 100) est versée directement au personnel, sous forme de primes individuelles.

En cas d'accident, une pension d'invalidité est perçue par le mineur ou sa famille.

A partir de cinquante ans et après vingt ans de services, le mineur a droit à une pension de vieillesse qui est égale à la moitié du salaire de la dernière année. Les pensions de vieillesse comme les primes d'ancienneté sont calculées sur le salaire de base et non sur le salaire effectif.

La pension de vieillesse est cumulable avec le salaire normal, pour le mineur qui continue de travailler au delà de cinquante ans. La décision de poursuivre le travail, dans ces conditions, dépend uniquement de la volonté du mineur.

Cette mesure est un des éléments de la politique tendant à fixer la main-d'œuvre dans l'industrie charbonnière.

La pension reste d'ailleurs acquise si le mineur préfère aller travailler dans une autre industrie.

Le financement des retraites est assuré par le budget.

Un tel mode de financement a paru rentable pour l'économie du pays, afin d'éviter une augmentation du coût de production du charbon.

Il faut d'ailleurs remarquer que la condition de vingt années d'ancienneté à l'âge de cinquante ans n'est pas très souvent réalisée et recule d'autant la date d'octroi de cette pension.

Les mineurs ayant dix années d'ancienneté reçoivent le titre de « mineur émérite », un uniforme et une décoration spéciale.

Les mineurs qui ont vingt-cinq années d'ancienneté et doivent cesser le travail pour maladie, bénéficient:

1° De l'assistance médicale gratuite pour eux et leur famille (y compris des séjours dans les sanatoria et les maisons de repos des Charbonnages);

2° De l'enseignement gratuit pour leurs enfants dans les écoles professionnelles des Charbonnages;

3° De l'attribution d.un terrain, destiné à la construction d'une maison (à titre locatif et moyennant un faible loyer, puisque le sol est nationalisé) et de l'octroi d'un prêt remboursable en huit à dix ans. (Ces conditions de construction d'une maison sont offertes à tous les travailleurs, mais les mineurs ayant vingt-cinq ans d'ancienneté peuvent également en bénéficier après la cessation de leur travail.)

Il faut enfin souligner qu'après quinze ans de service pour les ouvriers mineurs et vingt-cinq ans de service pour le personnel technique, le droit de jouissance de l'appartement ou de la maison, mis à leur disposition par les charbonnages, leur est conservé jusqu'à leur décès.

CHAPITRE III

LE PETROLE ET LE GAZ

§ 1er. — Organisation de l'industrie pétrolière.

L'industrie pétrolière est une branche très importante de l'économie soviétique. Relevant du ministère fédéral de cette industrie, elle englobe toutes les activités concernant la recherche géologique du pétrole et du gaz naturel, leur extraction, le raffinage et le transport du gaz naturel.

Le ministère fédéral comprend des directions correspondant à chacune de ces activités principales, notamment:

Une direction générale de la recherche;
Une direction générale de l'extraction du pétrole;
Une direction générale de l'extraction du gaz;
Une direction générale du raffinage.

Le ministère comprend également une direction de l'équipement pétrolier chargée de la production de l'équipement et de son entretien. Cette direction dépend également du ministère des constructions mécaniques.

La structure administrative des organismes placés sous l'autorité du ministère central de l'industrie pétrolière rappelle, à quelques particularités près, celle de l'industrie charbonnière.

La direction de l'extraction du pétrole, par exemple, groupe les unions qui constituent le groupement équivalant au combinat charbonnier. L'union, qui se subdivise en trusts, réunit les entreprises d'extraction pétrolière d'un même gisement.

Les entreprises de raffinage sont regroupées dans les mêmes conditions, pour constituer finalement la direction générale du raffinage.

Il existe cependant des entreprises qui dépendent directement du ministère, sans être préalablement groupées en union.

D'autre part, les républiques, dans lesquelles l'industrie pétrolière représente une part importante de leur activité, ont créé un ministère distinct pour cette industrie. Tel est le cas, par exemple, de la république d'Azerbaïdjan.

L'administration de l'entreprise est également placée sous l'autorité d'un seul directeur, qui exerce ses fonctions dans les mêmes conditions que celles d'un directeur de mine, que nous avons exposées précédemment.

§ 2. — Situation des gisements et réserves.

D'après les estimations actuelles, les réserves seraient d'environ 6 milliards de tonnes. La plus grande partie de ces réserves est localisée dans le Devonien, en des gisements qui représentent entre 20 millions et 1.100 millions de tonnes. L'épaisseur des couches varie de 3 à 15 mètres.

L'autre partie des réserves est située dans les formations du permien et du carbonifère. Il s'agit alors de gisements dont la capacité est de l'ordre de 10 à 100 millions de tonnes.

Jusqu'en 1940, l'industrie pétrolière s'est développée surtout dans la région du Caucase, gisements de Bakou en Azerbaidjan, gisements de Grozny et dans l'Oural, gisements d'Emba.

Mais, depuis la seconde guerre mondiale, la répartition géographique de la production s'est trouvée profondément modifiée.

La destruction des puits de Grozny, l'épuisement des gisements du Caucase, le désir de rapprocher les centres de production des régions de consommation, ont été à l'origine d'une nouvelle politique de recherches, destinée à réaliser un meilleur équilibre géographique entre les différentes régions.

Cette politique a été couronnée de succès et s'est traduite par la découverte de nouveaux gisements, entre la Volga et l'Oural, dans les régions du Kouibychev, de Saratov, de Stalingrad et dans les républiques autonomes de Bachkyrie et de Tartarie. Ces gisements constituent ce que l'on appelle le « second Bakou ». On a également découvert de nouvelles ressources dans les anciennes régions: en Ukraine, dans la région de Bakou (gisements sous-marins), dans la région de Krasnodat, dans les républiques du Kazakhstan et de l'Uzbekistan.

De grandes réserves de gaz ont été également décelées à Stavropol au fond de l'Ukraine, et surtout à Saratov. Ce dernier gisement est le plus important à l'heure actuelle.

Les pétroles de la région Oural-Volga ont une forte teneur en soufre, variant de 1,5 à 2,7 p. 100.

Ceux de la région de Bachkyrie (gisements du dévonien) contiennent du soufre pour 1,45 p. 100 et de l'asphalte pour 3,9 p. 100.

§ 3. — Production du pétrole.

La production de pétrole a marqué un accroissement important depuis le premier plan quinquennal: de 11,5 millions de tonnes en 1927-1928, elle a atteint 60 millions de tonnes en 1954. Les autorités responsables se proposaient d'atteindre en 1955 l'objectif fixé dans le 5e plan quinquennal, objectif qui était de 70 millions de tonnes. Il est cependant peu vraisemblable que la production ait sensiblement dépassé celle de 1954.

L'expansion de la production pétrolière a été toutefois moins rapide que celle de la production charbonnière, en raison notamment des reculs enregistrés à la suite des deux guerres mondiales.

Les conditions d'extraction du pétrole sont évidemment adaptées aux caractéristiques de chaque gisement, mais surtout réglementées dans le souci de réaliser leur épuisement total.

Cette réglementation s'applique également à l'exploitation des gisements de gaz naturel. Des règlements techniques sont aussi applicables aux travaux préparatoires, à l'utilisation du matériel dans un souci de sécurité (précaution contre l'incendie, les explosions, etc.).

Un comité spécial, fonctionnant sous l'autorité directe du conseil des ministres, est chargé de veiller tout particulièrement au respect de cette réglementation, dont l'objet principal est d'éviter les gaspillages d'une exploitation désordonnée.

On veut éviter, par exemple, que certaines entreprises se livrent à une extraction intensive en s'efforçant de réaliser le plan. On arrive ainsi à conserver des puits artésiens en exploitation pendant quatorze ou quinze ans, au lieu de deux ans autrefois.

Notre mission a eu d'ailleurs l'occasion de visiter une partie de l'exploitation pétrolière maritime de la région de Bakou.

Ces puits sous-marins sont reliés entre eux par des estacades, sur lesquelles les voitures peuvent circuler. Les jetées artificielles ainsi créées ont une longueur qui atteint parfois une vingtaine de kilomètres. La plus longue a 28 km.

La particularité de ces forages est d'installer le derrick sur une plateforme métallique dont les pieds reposent sur le fond marin, puis de poser un tubage d'acier spécial, dans lequel les opérations d'extraction vont pouvoir être réalisées à l'abri de l'eau.

Les autres opérations ne diffèrent plus en rien des forages terrestres. On emploie soit la méthode du forage droit, soit celle du forage orienté. Ces forages sont, en général, à grande profondeur, jusqu'à 5.000 mètres. En moyenne, les puits ont une profondeur de 3.000 mètres.

Le débit de pétrole est obtenu par les trois procédés habituels: puits artésiens, pompage, ou injection d'air comprimé.

La méthode du puits artésien est la moins coûteuse et la plus utilisée. Pour maintenir la pression du gaz, on fore un deuxième trou dans lequel on injecte de l'eau (1,5 tonne d'eau par tonne de pétrole extraite).

Un réseau important de canalisations immergées sert au transport vers la terre du pétrole extrait. De même, trois pipe-line sont destinés à évacuer les gaz de dégazage, répartis dans les conduites, selon leur pouvoir calorifique.

Le débit moyen d'un puits est de une tonne à 1,4 tonne par vingt-quatre heures. La production totale des gisements maritimes atteindrait déjà 4 millions de tonnes, soit 30 p. 100 de la production totale de l'Azerbaïdjan.

§ 4. — Utilisation des produits pétroliers.

a) Structure « qualitative » de la production

La proportion des produits blancs obtenus dépend évidemment de la nature même des gisements de pétrole.

Après la première opération de raffinage, c'est-à-dire sans intervention de cracking, les pétroles du Caucase donnent 50 p. 100 de produits blancs, ceux de Bachkyrie, 45 p. 100, et les pétroles contenant du soufre, 35 p. 100.

Bien entendu, ces pourcentages sont augmentés, selon les besoins, par les méthodes de cracking. En moyenne, les produits blancs se composent de 35 p. 100 d'essence, 30 à 35 p. 100 de pétrole lampant et 30 à 35 p. 100 de gas oil.

b) Consommation intérieure

La consommation intérieure des produits pétroliers marque un accroissement important dans le domaine des transports. On encourage plus particulièrement le développement des moteurs diesel pour l'équipement des tracteurs et des locomotives.

On encourage également l'emploi du pétrole comme matière première de l'industrie chimique (plastiques, savon, caoutchouc synthétique, etc).

Par contre, on freine son utilisation comme combustible dans le double souci de ménager les réserves de pétrole et d'éviter que sa consommation thermique concurrence les combustibles solides de faible valeur calorifique.

Cette politique aura pour résultat d'accroître la part des produits pétroliers dans le bilan énergétique en raison de l'amélioration de son rendement d'utilisation, sans pour autant contrarier la politique d'utilisation au maximum des combustibles locaux. Ce sont les besoins intérieurs ainsi appréciés et les contrats d'exportation qui déterminent le volume de l'extraction.

c) Exportations

D'après les récents accords de commerce ou les contrats signés avec des sociétés étrangères, l'U. R. S. S. semble favorable au développement de ses exportations de pétrole.

En 1954, ses principaux clients ont été la Finlande (900.000 tonnes), la Suède (800.000 tonnes), l'Argentine (530.000 tonnes), l'Islande (230.000 tonnes).

Les expéditions à destination de la France se sont élevées à 400.000 tonnes en 1955, alors que l'accord commercial, au 1er janvier 1955, prévoyait un tonnage de 800.000 tonnes.

§ 5. — **Production et transport du gaz naturel.**

Les réserves de gaz naturel sont encore incomplètement connues. On a déjà trouvé plus de mille milliards de mètres cubes. En 1955, la production atteindra 5,5 à 5,7 milliards de mètres cubes, soit 2 p. 100 des ressources énergétiques de l'Union.

Son pouvoir calorifique est de l'ordre de 8.000 à 9.000 calories.

Pour situer l'importance exacte du gaz naturel dans les ressources gazières de l'U. R. S. S., on doit préciser que:

La production de gaz fabriqué (à partir de charbon et de schistes) est de 1,4 milliard de mètres cubes (pouvoir calorifique: 4.000 calories);

La production de gaz de dégazage est de 3,2 milliards de mètres cubes, avec un pouvoir calorifique de 10.000 à plus de 12.000 calories. Ces gaz comprennent du méthane (40 à 50 p. 100), de l'azote (10 p. 100), de l'éthane (20 p. 100), du propane (15 p. 100), du butane (5 à 10 p. 100).

On sépare le propane et le butane par liquéfaction. Le reste est constitué exclusivement par du méthane et de l'éthane).

Notre mission a visité les installations d'extraction et de transport du gaz de la région de Saratov (gisements d'Elschanska). Les puits ont une profondeur allant de 500 mètres à 1.000 mètres, et même 1.100 mètres. Les puits à faible profondeur desservent la région immédiate, tandis que les plus profonds sont destinés à l'alimentation des régions éloignées, et, notamment, de Moscou.

Le débit journalier moyen d'un puits varie de 5.000 à 200.000 mètres cubes. Les premiers puits ont été forés, dans cette région, en 1942, en pleine guerre, lorsque la ville de Saratov s'est trouvée privée de combustibles à la suite de l'occupation des mines du Donetz.

Deux conduites d'acier, soudées électriquement, de 300 millimètres de diamètre et de 18 km de longueur — dont l'une n'est utilisée qu'en hiver — desservent cette ville de 700.000 habitants, dont la consommation atteint 900.000 à 1 million de mètres cubes par jour, en hiver.

Le gaz est utilisé à des fins domestiques (essentiellement chauffage) et industrielles (alimentation de certaines usines, de toutes les boulangeries, et d'une centrale électrique, mais partiellement).

C'est une entreprise municipale qui assure la distribution du gaz. Jusqu'au 1er juillet 1955, les prix à la consommation étaient:

Pour les usages industriels: de 180 roubles pour 1.000 mètres cubes;

Pour les usages domestiques: de 200 roubles pour 1.000 mètres cubes.

Le gaz sert aussi de carburant à environ 30 p. 100 des camions de la ville. Cinq stations participent à la compression du gaz carburant, qui est distribué sous une pression de 250 kg. Les camions ainsi équipés ont une autonomie de 250 km. Leur consommation mensuelle totale est de 190.000 mètres cubes.

Pour cet usage, le prix du gaz est de 0,43 rouble par mètre cube, c'est-à-dire qu'il est plus avantageux que l'essence, qui coûte 0,57 rouble le litre.

La richesse des gisements a justifié le prolongement du réseau de transport jusqu'à Moscou, soit sur une distance de 860 km. Le pipe-line mis en service à la fin de 1948 présente les mêmes caractéristiques que celui de Saratov, mais comporte six stations de compression. Une septième station sert à la distribution du gaz dans Moscou, sous une pression de 29,5 kg.

Le débit journalier du gaz envoyé à Moscou est de 1,5 million de mètres cubes.

Certains quartiers sont desservis exclusivement en gaz naturel; d'autres reçoivent un mélange de gaz naturel et de gaz fabriqués dont le pouvoir calorifique moyen est de 5.000 calories. Des gazomètres à haute pression permettent de couvrir les pointes de consommation.

L'exploitation du réseau de transport est assurée par le trust régional de Saratov jusqu'à la première station de compression, puis confiée ensuite à un organisme d'Etat.

Un autre pipe-line de 500 mm de diamètre et de plus de 1.000 kilomètres de longueur va relier Dachava à Moscou.

Enfin, on construit actuellement un pipe-line entre Stravropol et Moscou, lequel aura 1.500 kilomètres de longueur et un diamètre de 700 mm. Une seule station de surpression située au milieu paraît suffisante.

Le transport du gaz naturel, sous forme liquéfiée, est également envisagé en Union soviétique et une station expérimentale de liquéfaction a été créée pour la mise au point de ce procédé.

Cette station, dont la visite a été pour notre mission particulièrement intéressante, est située près de Moscou. A son arrivée, le gaz provenant de Saratov, est épuré des fractions de H^2S et de CO^2 qu'il renferme, et déshydraté.

Le gaz, absolument sec est comprimé à 50 atmosphères, puis est envoyé à l'installation de liquéfaction.

Il passe à cet effet dans un réfrigérant à éthylène, d'où il sort à la température de — 96°. Par détentes successives, jusqu'à 0,8 atmosphère, il atteint sa température de liquéfaction soit — 154°.

Le méthane liquide est conservé dans des réservoirs cylindriques, dont l'isolation est soigneusement réalisée.

La station peut liquéfier actuellement 5.000 mètres cubes par heure et ses possibilités de stockage sont de 180.000 mètres cubes. De nombreux réservoirs, qui porteront la capacité de stockage à 2 millions de mètres cubes, sont en construction. Le coût de production d'une tonne de méthane liquide correspondant à 1.400 mètres cubes, est de 360 roubles. Son prix de vente est de 500 roubles.

Il est utilisé soit pour la traction soit pour les usages domestiques.

Traction.

Le méthane liquide qui a un pouvoir calorifique de 11.000 à 12.000 calories par litre et un indice d'octane de 125, offre des possibilités de combustion complète dans les moteurs et remplace avantageusement l'essence.

Le camion doit être doté d'un carburateur spécial. Moyennant un équipement spécial, le camion peut également utiliser le propane ou le butane. Le démarrage doit être effectué à l'essence.

Le méthane liquide permet d'allonger la durée de fonctionnement d'un moteur de 2,5 fois, parce qu'il n'est pas détonant. Par contre, la vitesse de pointe du véhicule est réduite de 10 p. 100 environ.

A une consommation d'essence de 15,7 litres pour 100 kilomètres, correspond une consommation de 9,9 litres de méthane liquide et de 11,7 mètres cubes de méthane comprimé.

Le prix du méthane liquide est analogue à celui de l'essence. Enfin, la charge utile d'un camion est la même qu'il s'agisse de méthane liquide ou d'essence. Ce n'est qu'en cas d'emploi de méthane comprimé que la charge utile diminue en raison du poids des bouteilles.

Généralement les camions sont dotés de deux réservoirs de 90 litres de capacité (avec une pression de 5 kilogrammes).

Leur autonomie est variable selon le type de réservoir:

250 kilomètres, si le réservoir est simplement revêtu de matière isolante.

500 kilomètres, si le réservoir est à deux parois, avec le vide entre elles.

Usages domestiques.

L'avantage du méthane liquide sur le méthane gazeux est de pouvoir être conservé dans des réservoirs d'une capacité bien plus réduite. Son volume est en effet 610 fois plus faible qu'à l'état gazeux. On mesure alors l'économie d'investissements que l'on peut réaliser sur de tels réservoirs, par rapport aux gazomètres.

Ces réserves de méthane liquide peuvent être d'une grande utilité pour parer aux pointes de consommation en hiver. On espère pouvoir envoyer ainsi 1 million de mètres cubes en une journée dans les réseaux de Moscou, par exemple.

Le méthane qui est à la pression de 0,8 atmosphère dans le réservoir, est dirigé vers des pompes qui l'envoient, sous une pression de 20 atmosphères, dans des réchauffeurs à eau chaude de 70 - 80°. D'une température initiale de — 154°, le méthane passe à la température de + 5° C'est à cette température et sous la pression de 20 atmosphères qu'il est expédié à Moscou.

Le méthane liquide peut également être utilisé pour l'alimentation de petites agglomérations. Des camions citernes peuvent facilement en assurer le transport jusqu'aux réservoir de ces petites agglomérations. Il suffit ensuite de le réchauffer et de l'envoyer dans le réseau. Par exemple un camion citerne de 2 tonnes peut assurer les besoins d'une ville de 3.000 habitants pendant 2 jours (1 demi mètre cube par habitant et par jour).

On peut évidemment alimenter ces agglomérations par conduites isolées et très protégées.

CHAPITRE IV

L'ELECTRICITE

§ 1er. — Organisation de la production et de la distribution d'électricité.

Cette organisation est analogue à celle des autres secteurs économiques, mais elle présente certaines particularités et complexités quant à la répartition des attributions entre les organismes fédéraux et républicains.

Le ministère fédéral des centrales électriques est responsable, comme son nom l'indique, de la construction et de l'exploitation des centrales électriques, aussi bien thermiques qu'hydrauliques, c'est-à-dire de la production d'électricité. Toutefois, les républiques peuvent prendre l'initiative de construire de petites centrales, de même que le ministère de l'agriculture peut décider la construction de petites centrales rurales.

Ce ministère comprend une direction générale technique, une direction générale de la production de l'équipement et une direction générale de la tourbe. Le ministère contrôle en effet la production de la tourbe nécessaire au fonctionnement de ses centrales (soit environ 50 p. 100 de la production totale de l'Union qui était de 44 millions de tonnes en 1954) ainsi que la construction du matériel nécessaire à l'extraction de la tourbe.

Le ministère comprend également 5 directions régionales, qui recouvrent l'ensemble du territoire soviétique.

Chaque direction régionale regroupe, dans sa circonscription, les différents systèmes électriques, qui sont, eux, constitués au stade de chaque République ou de chaque province de la République de Russie. Le système électrique réunit les différentes centrales électriques existant dans chaque République ou province.

Dans ce secteurs, c'est la centrale électrique qui constitue l'unité économique, dotée de l'autonomie financière.

C'est ainsi que nous avons pu visiter certaines centrales: les systèmes électriques du Dniepr, de la province de Stalingrad, de la république de Georgie, de la république d'Arménie et de celle d'Uzbekistan.

Tous ces systèmes électriques font partie de la direction Sud du ministère des centrales électriques. Nous avons eu justement le plaisir d'être accompagnés, pendant toute notre mission, par le directeur de cette région électrique: M. Tchouprakov.

Chaque système est responsable de la production du transport, de la distribution et de la vente d'électricité. Il gère donc l'ensemble du budget d'investissements correspondant à ces différentes activités.

En ce qui concerne la construction et l'exploitation des centrales, tant thermiques qu'hydrauliques, le système exécute les décisions du ministère fédéral des centrales électriques. Les projets de construction, établis dans chaque province ou république, sont soumis au ministère fédéral. L'approbation de ces projets implique l'inscription des crédits dans le plan.

Par contre, l'établissement et l'exploitation des réseaux de transport et de distribution dépendent des systèmes électriques, sous le seul contrôle d'administrations régionales, c'est-à-dire des gouvernements des républiques ou des autorités provinciales pour la république de Russie.

La plupart des décisions concernant les réseaux de transport et de distribution se prennent à l'échelle de ces administrations régionales. Un aménagement de ces dispositions est prévu pour le jour où l'U. R. S. S. sera dotée d'un réseau interconnecté.

En ce qui concerne la distribution d'énergie, le ministère fédéral des centrales électriques intervient dans la fixation des tarifs de vente d'électricité par les centrales, puisque leurs recettes constituent un des éléments essentiels de leur bilan d'exploitation. Le système s'occupe aussi de la distribution d'énergie produite hors de ses centrales, par exemple des surplus produits par les entreprises auto-productrices. Il a d'ailleurs des pouvoirs étendus de contrôle sur les centrales autonomes industrielles. Il exerce également un contrôle sur les conditions d'utilisation de cette forme d'énergie par tous les usagers.

Enfin, le système est responsable de la planification du développement de l'électrification, c'est-à-dire qu'il étudie les ressources régionales, les perspectives de la demande et établit les plans propres à satisfaire ces besoins.

Cette organisation d'un système électrique nous a été longuement exposée à Tbilissi, au siège du système électrique de la république de Géorgie. Des précisions sur l'exploitation des centrales électriques seront fournies plus loin, au paragraphe relatif à la tarification et à la vente de l'électricité.

§ 2. — Politique de construction des centrales électriques.

Cette politique consiste à utiliser au maximum les ressources naturelles, suivant les principes établis en 1920. Elle conduit notamment à utiliser les combustibles pauvres pour l'alimentation des centrales thermiques. Des recherches techniques, couronnées de succès permettraient d'obtenir, à partir de ces combustibles pauvres, des rendements calorifiques sensiblement équivalents à ceux obtenus à partir de combustibles riches.

Ce principe d'utilisation des ressources locales dérive naturellement de l'étendue du pays et de la diversité régionale des ressources.

C'est ainsi que les plans à long terme prévoient précisément des plans particuliers pour chaque région, en fonction de ses ressources propres. On détermine aussi la répartition entre les centrales hydrauliques et les centrales thermiques.

Pour l'établissement des centrales thermiques, on détermine pour chaque région un programme précisant le choix des combustibles, la localisation des centrales, leur puissance, etc...

Pour l'utilisation des fleuves, on étudie les projets de construction des différentes centrales dont la réalisation s'échelonnera sur 15 à 20 ans. L'électrification s'effectue ainsi par étapes successives, en recherchant une utilisation mixte des ouvrages, ceux-ci devant permettre d'assurer simultanément la production d'énergie, la navigation, l'irrigation, voire la distribution d'eau.

C'est ainsi qu'on a souvent construit des centrales hydrauliques pour assurer tout d'abord la navigation ou l'irrigation.

En somme, on cherche à utiliser les cours d'eau et les dénivellations dans les meilleures conditions.

On fait état, bien entendu, dans les études correspondantes, de tous les renseignements existant sur le régime hydrologique des cours d'eau (1).

Les différents plans régionaux, ainsi établis par les services régionaux du ministère des centrales électriques, sont ensuite harmonisés et mis au point par les services centraux du ministère, pour devenir les plans nationaux, qui sont définitivement arrêtés par le Gosplan.

C'est au stade de l'élaboration des plans nationaux que l'on apprécie si les ressources permettent leur exécution ou si au contraire il convient de leur apporter des modifications.

On peut donc être conduit, mais pour des objectifs déterminés, à faire des calculs de rentabilité des investissements.

Dans le cas général, on sera conduit à utiliser les ressources locales même si ces ressources conduisent à des prix de revient plus élevés, du moins dans certaines limites.

Cette politique de l'utilisation des ressources locales d'énergie ne signifie pas toutefois que l'on néglige systématiquement le problème des capitaux investis et les possibilités de réduction des coûts et prix de revient.

Pour constituer cette réduction, on alloue aux entreprises de construction 2,2 p. 100 du montant des investissements pour moderniser leur matériel.

Le plan prévoit également un programme de réduction des prix de construction. Mais ceci ne se réalise pas toujours.

Le choix des différentes formes d'équipement résulte de la comparaison de projets différents par certains points. Exemples: en ce qui concerne une installation hydroélectrique on fera l'étude de projets différents par la hauteur du barrage, la section des canalisations, etc. etc.

---

(1) Le débit des cours d'eau fait, en effet, l'objet d'études statistiques très poussées. Des observations portant sur les débits moyens journalier, mensuel, annuel, sont effectuées sur de nombreuses années.

On détermine aussi le début et la fin des fontes des glaces et neiges de printemps. On mesure le débit des eaux pour ces périodes printanières; on fixe les dates de prise en glace des fleuves selon les conditions de température, l'influence des grandes pluies, les moyennes mensuelles de précipitations à l'endroit où se trouveront les barrages, la hauteur et la densité de la neige, l'évaporation du réservoir d'eau.

Des stations spéciales mesurent ces données avec le concours des stations météorologiques.

Grâce à l'ensemble de ces observations, on a pu établir des prévisions pour chaque trimestre. Sur la base, et en complément de ces observations, on emploie les méthodes de la statistique mathématique et du calcul des probabilités.

L'ensemble de ces renseignements correspond à ceux que nous avons pu établir en France dans nos annuaires hydrologiques.

Pour le transport d'énergie, on fait l'étude de projets différents, selon la tension, la hauteur des pylônes, la section des câbles, etc.

Pour les différents projets techniques retenus, on compare le coût des investissements et les frais d'exploitation. Le choix définitif est réalisé avant de pousser dans le détail les projets techniques.

Dans les calculs économiques, on ne fait pas intervenir d'intérêt du capital. On tient compte uniquement des frais de renouvellement. On calcule la durée d'amortissement du supplément d'investissement qui comporte une variante par rapport à une autre.

Il convient d'insister sur l'influence que cette méthode de calcul exerce sur le choix des investissements électriques. Elle favorise la construction des centrales hydrauliques.

La détermination des investissements électriques est étroitement liée au développement économique de la région considérée.

Dans la région de Moscou par exemple ce sont les besoins qui déterminent les investissements électriques. Mais dans les régions que l'on veut mettre en valeur, ce sont les investissements électriques qui déterminent l'industrialisation et les besoins de la région.

Lorsqu'il s'agit de fixer le plan quinquennal ou annuel, c'est le développement de l'industrie dans son ensemble qui détermine le niveau de production d'électricité.

Tels sont les principes qui commandent le développement de l'électrification en Union Soviétique. Ils ne conduisent pas à préférer systématiquement telle source d'énergie à telle autre. A long terme, l'énergie thermique gardera une part prépondérante, mais la production hydraulique marque une nette augmentation.

Cette tendance nous a d'ailleurs été confirmée par la visite de l'usine « Electrosila » à Leningrad. Cette usine, qui construit essentiellement du matériel électrique lourd, a actuellement une production annuelle:

De 1.600.000 kW de turbines thermiques;
De 800.000 kW de turbines hydrauliques.

Le prochain plan de l'usine prévoit une production annuelle:

De 2.100.000 kW de turbines thermiques;
De 2.200.000 kW de turbines hydrauliques.

Ces indications ne sont fournies qu'à titre d'exemples, car parmi les autres usines de construction électrique, certaines sont spécialisées exclusivement dans le matériel thermique et d'autres peuvent voir leur production marquer une tendance moins nette.

La puissance installée totale évolue depuis 1913 de la façon suivante:

	Puissance totale.	Thermique.	Hydro.
		p. 100	p. 100
En 1913	1,1 million kW	99,3	0,7
En 1940	11,2 millions kW	85,8	14,2
En 1955 (au 1er janvier).	32,5 millions kW	84	16

Ainsi, la puissance totale des centrales électriques a triplé au cours des quinze dernières années. Ce rythme sera certainement accéléré dans l'avenir.

Avec une durée moyenne d'utilisation de 4.500 heures, les centrales hydrauliques ont, en 1954, produit 14,5 p. 100 de la production totale d'électricité, qui était de 149 milliards de kWh. En 1955, ce pourcentage dépendra de l'hydraulicité mais il sera plus élevé, sur une production totale évalué à 166 milliards de kWh.

§ 3. — Centrales hydrauliques.

L'Union soviétique dispose de ressources hydrauliques fort importantes, grâce à ses grands fleuves et à ses nombreux cours d'eau.

Ce sont les bassins de la Volga et du Dniepr qui ont fait l'objet des premiers aménagements.

Si les fleuves européens, et notamment la Volga, font l'objet d'installations de plus en plus puissantes, les fleuves sibériens: Léna, Amour, Obi, Angara, etc., représentent un potentiel bien plus considérable (environ 80 p. 100 des réserves hydrauliques) et deviennent le siège de travaux non moins importants.

Le potentiel hydro-électrique exploitable de l'ensemble des fleuves soviétiques est estimé à 1.700 milliards de kWh.

Si, comme on l'a vu, la production hydraulique représente actuellement 16,5 p. 100 de la production totale, ce pourcentage augmentera dans les prochaines années par la mise en service d'ouvrages importants: en 1956, on prévoit notamment la mise en route de Kouibychev, Gorki et Kakhovka.

Les prochains plans feront une part plus grande à l'exploitation des fleuves sibériens.

Des installations hydrauliques en service ou en construction, notre mission a visité:

Le canal Don-Volga et la centrale de Tsimlianskaya, sur le Don;
La centrale de Dnieprogues, sur le Dniepr;
Le complexe du lac Sevan, dans la République d'Arménie;
Le complexe du fleuve Tchirtchik, situé dans les républiques du Kazakhstan et de l'Uzbekistan;
La centrale de Stalingrad.

a) *Le canal Volga-Don et la centrale de Tsimlianskaya.*

En venant de Stalingrad, notre mission a franchi le canal Volga-Don qui permet d'une part d'ouvrir un débouché sur la Mer Noire à toutes le régions traversées par la Volga et d'autre part, d'assurer en sens inverse le transport du charbon, de l'acier, des matériaux de constructions en provenance de la région du Donetz.

Si le trafic actuel est de l'ordre de 1.300.000 tonnes par an (péniches de 3.000 tonnes), son trafic final pourra atteindre 10 millions de tonnes par péniche de 4.000 tonnes.

En outre, les eaux du Don, régularisées par le barrage de Tsimlianskaya, et celles du canal, permettent l'irrigation des régions de Rostov et de Stalingrad, affectées antérieurement par la sécheresse.

Il convient de préciser aussitôt que ces ouvrages n'ont pu être mis en service (à cause de l'interruption due à la guerre), qu'au mois de juillet 1952. Le canal a 101 kilomètres de longueur et comporte 13 écluses (4 sur le versant du Don et 9 sur le versant de la Volga). Dans le secteur où la Volga se rapproche le plus du Don, on a creusé le canal selon un tracé qui franchit la ligne de partage des eaux à 88 mètres au-dessus du niveau de la Volga et à 44 mètres au-dessus du niveau du Don.

L'eau du canal est fournie par le Don. De la mer de Tsimlianskaya elle est envoyée dans le canal par trois stations de pompage de 150 mètres cubes seconde chacune.

Le barrage Tsimlianskaya joue un rôle essentiel dans le système fluvial Volga-Don. Le barrage en sable (13 kilomètres de longueur, 39 mètres de hauteur, 300 mètres de largeur à la base et 100 mètres au sommet) ferme la vallée du Don et forme la mer de Tsimlianskaya, qui représente une retenue de près de 24 milliards de mètres cubes. Ce barrage permet à la fois la navigation, l'irrigation et la production d'électricité.

Le principal canal d'irrigation (250 mètres cubes seconde) qui a 270 kilomètres jusqu'à Rostov, permet d'arroser 60.000 hectares (culture du riz et de la vigne). On projette d'irriguer 100.000 hectares. Le canal Volga-Don assure, de son côté, l'irrigation de 3.000 hectares et permettra, dans l'avenir, l'irrigation de 25.000 nouveaux hectares (cultures maraîchères, riz, oléagineux notamment).

La centrale électrique, située au milieu du barrage, comprend 4 turbines verticales de 40.000 kW avec mise en marche automatique de la turbine et couplage en asynchrone de l'alternateur (hauteur de chute 24 mètres et 16 mètres en basses eaux, vitesse de rotation : 88,3 tours minute; débit maximum : 250 mètres cubes seconde.

Le voltage, qui est de 10.500 volts aux bornes des alternateurs, est porté à 110.000 volts pour la desserte de la région et à 220.000 volts pour le transport à longue distance.

Une turbine auxiliaire de 4.000 kW contribue au fonctionnement d'un ascenseur à poissons, qui constitue l'originalité de cet ouvrage.

Un filet électrique dirige les poissons vers l'ascenseur pour leur faire remonter le Don.

Le personnel de la centrale comprend 265 personnes affectées à l'entretien et 15 personnes affectées à l'exploitation.

L'évacuation des crues est assurée par 24 vannes-boucliers d'un débit total maximum de 24.000 mètres cubes seconde.

Le coût total du barrage et des constructions annexes (dont une cité nouvelle de 4.500 habitants), s'est élevé à 3.2 milliards de roubles.

Une telle dépense s'explique et se justifie par le triple intérêt de cet aménagement (navigation sur le canal Volga-Don et sur le Don inférieur, irrigations, production d'énergie).

b) *La centrale de Dnieprogues*

La centrale de Dnieprogues représente la plus grande réalisation hydroélectrique d'avant guerre, avec une puissance de 810.000 kW. Installée sur le Dniepr, près de la ville de Zaporoje, elle fut mise en service une première fois en 1932.

Le barrage fut entièrement détruit pendant la guerre, en 1943. La reconstruction totale du barrage et du bâtiment ne fut terminée qu'en 1950, année de la seconde mise en service.

Ce barrage a 32-39 mètres de hauteur de retenue et 850 mètres de longueur (1 kilomètre avec les rampes d'accès).

Il comprend 47 vannes métalliques dont le débit unitaire est de 600 mètres cubes seconde. La crue maximum de printemps, qui a lieu au mois de mai lors de la fonte des neiges, atteint 24.000 mètres cubes seconde avec une crue centenaire maximum qui est de 34.000 mètres cubes seconde.

Le débit moyen du Dniepr est de 1.200 à 1.500 mètres cubes seconde. Le barrage a permis de créer, en amont, une réserve dont la capacité utile est de 1.5 milliards de mètres cubes.

La salle des machines comprend 9 groupes de 90.000 kW (3 groupes américains et 6 groupes soviétiques). La puissance utile totale de la centrale est de 600.000 kW en moyenne.

La commande des turbines est entièrement automatique ainsi que la régularisation de leur régime. Le couplage des alternateurs est réalisé sans synchronisation.

Un système de télécommande, à partir d'un poste de dispatching situé dans la ville de Zaporoje, permet également de diriger la production de la centrale.

La tension, qui est de 13.000 volts aux bornes des alternateurs, est ensuite portée à 150.000 volts pour les besoins régionaux.

Pour le transport à plus longue distance, une nouvelle élévation de tension à 220.000 volts est réalisée dans le bassin du Donetz.

La production annuelle moyenne est de 2.5 milliards de kWh, pouvant atteindre 3 milliards de kWh en année de bonne hydraulicité.

Cet ouvrage permet également d'améliorer la navigation grâce à un canal comprenant une écluse de 3 chambres. L'utilisation des eaux du Dniepr va être poursuivie par la mise en service prochainement d'une seconde centrale importante, celle de Kakhovka, située à environ 200 kilomètres, en aval du Dnieprogués (puissance 250.000 kW).

c) Le complexe du lac Sevan

Situé en Arménie, à une altitude de près de 2.000 mètres, dans un cirque de montagnes, le lac Sevan représente un site unique en Europe. Avec une longueur de 75 kilomètres, une superficie de 1.400 kilomètres carrés, il constitue une réserve de 58 milliards de mètres cubes

La construction du complexe du lac Sevan comporte une disposition originale qui consiste à consommer graduellement l'essentiel de ce capital liquide, à réduire le niveau du lac et sa superficie et les pertes par évaporation en vue d'augmenter le débit disponible tant pour l'irrigation que pour la production d'énergie.

Le lac Sevan est destiné, en effet, à alimenter non seulement huit centrales électriques disposées en cascade le long de la rivière Razdan (l'émissaire du lac) jusqu'à Erivan, mais encore à irriguer toute la vallée et même, plus tard, 120.000 hectares d'autres vallées voisines.

Il est prévu que le niveau du lac Sevan (alimenté par 28 rivières — mais l'évaporation absorbe à elle seule plus de 80 p. 100 de leur apport — baissera d'un mètre par an.

Ainsi, dans cinquante ans, le plus grand lac d'Europe, situé à 2.000 mètres d'altitude, n'aura plus qu'une superficie de 240 kilomètres carrés, avec une réserve de 4 milliards de mètres cubes. (Ces 4 milliards de mètres cubes représentent un potentiel de régulation de 62 p. 100 de la production actuelle.)

La situation du lac sera alors stabilisée; la réduction de la superficie entraînant celle de l'évaporation, le débit d'alimentation du lac sera ainsi, dans la plus grande partie, utilisé à l'irrigation et à la production d'énergie.

Bien entendu, les parties du lac asséchées seront livrées à la culture.

Cet équipement permettra aussi d'assurer la navigation sur la rivière Razdan qui se jette dans l'Araxe, laquelle constitue la frontière entre l'Iran, la Turquie et l'Arménie.

Les transports fluviaux permettront ainsi de desservir des localités rurales.

Le complexe du lac Sevan sera terminé en 1960. Les huit centrales représenteront une puissance globale supérieure à 600.000 kW (dont 54 p. 100 sont actuellement en exploitation), la hauteur de chute totale étant de 1 kilomètre.

Les centrales présentent les caractéristiques suivantes:

CENTRALE	PUISSANCE	HAUTEUR de chute.	OBSERVATIONS
	Kilowatts.	Mètres.	
N° 1.	35.000	70	Centrale souterraine en exploitation depuis 1949.
N° 2.	88.000	135	Centrale en construction.
N° 3.	220.000	300	Mise en service en 1954.
N° 4.	70.000	120	Centrale du type souterrain, en cours d'achèvement.
N° 5.	100.000	170	En exploitation depuis 1936.
N° 6.	45.000	80	Centrales se trouvant concentrées autour d'Erivan.
N° 7.	25.000	40	
N° 8.	45.000	80	

La mission a tout d'abord visité la centrale souterraine qui comprend 2 groupes de 17.000 kW de puissance chacun. Une prise en profondeur alimente, par un tunnel sous pression, les deux groupes qui se trouvent à une cote inférieure de 70 m par rapport à celle du lac. Le canal de fuite traverse la montagne sur 5,5 km.

Mais l'abaissement progressif du niveau du lac, soit 1 m par an, entraînera la mise hors service de cette installation dans deux ans.

La nouvelle installation de remplacement, déjà en construction, sera à son tour hors de service dans 15 ans. La même opération sera alors renouvelée. Dans 50 ans, lorsque le lac aura atteint son niveau définitif, il n'y aura plus de chute et la centrale n° 1 disparaîtra.

La mission a également visité la 3e centrale qui est la plus importante avec une puissance de 220.000 kW (4 turbines de 55.000 kW). Les turbines sont alimentées par des conduites forcées, avec un débit de 25 mètres cubes seconde pour chacune. (Toutes les turbines du complexe sont du type Francis.)

L'électricité produite est actuellement transportée sous une tension de 110.000 volts. A partir de l'année prochaine, le transport de l'électricité, à partir de la seconde centrale, se fera sous tension de 220.000 volts, de manière à pouvoir alimenter la Géorgie et l'Arménie du Sud.

Il existe, en effet, une interconnexion entre ce réseau et celui des républiques Caucasiennes voisines.

Le complexe arménien représentera 10 à 15 p. 100 de la puissance totale des républiques caucasiennes, mais son rôle régulateur lui confère une importance exceptionnelle.

Notre mission a pu également visiter à Erivan le poste de dispatching de l'ensemble du système électrique d'Arménie.

Depuis 1953, la généralisation d'un système de télécommande permet, à partir de ce poste, de commander d'une part la mise en service (couplage en asynchrone des alternateurs) et arrêt de toutes les centrales d'Arménie et, d'autre part, leurs postes de transformation.

d) Le complexe du fleuve Tchirtchik.

Notre séjour à Tachkent nous a permis d'apprécier l'œuvre importante réalisée dans cette région dans un double but d'électrification et surtout d'irrigation.

Le point de départ de ce complexe est le barrage de Gazalkes (république du Kazakhstan) construit sur la rivière Tchirtchick, affluent du Syr-Daria, qui se jette dans la mer d'Aral.

Le barrage, situé à 688 m d'altitude, formant une réserve d'eau de 500.000 mètres cubes, alimente un canal de dérivation et d'irrigation de 160 km de longueur se déversant dans le Syr-Daria. Le canal, avec une capacité d'écoulement de 250 mètres cubes seconde, permet de dériver en quasi-totalité la rivière Tchirtchik dont le débit moyen est de l'ordre de 150 mètres cubes seconde avec un débit maximum de 1.620 mètres cubes seconde et minimum de 30 mètres cubes seconde. (Variation interannuelle: de 3 à 12 milliards de mètres cubes.)

Le long de ce canal s'étagent 16 centrales dont la puissance totale est de 260.000 kW (utilisation moyenne 5.000 heures). La dénivellation totale est de 420 m, fractionnée en chutes variant de 12 à 40 m.

La puissance totale du complexe atteindra une puissance de 1 million de kW, lorsque seront installées trois nouvelles centrales en aval du barrage (240.000 kW) et quatre en amont (400.000 kW).

Un second réservoir, prévu en amont, permettra non seulement d'alimenter ces quatre centrales, mais encore de régulariser le débit du canal et le fonctionnement des centrales existantes et projetées en aval.

Le but essentiel de ce canal est de participer à l'irrigation de la république d'Uzbekistan. A lui seul le canal irrigue 80.000 ha. De son côté, la rivière Tchitchik arrose en aval 120.000 ha. Les canaux secondaires issus du canal et de la rivière se rejoignent pour former un réseau interconnecté.

L'irrigation totale de la république d'Uzbekistan a permis, avec 160.000 km de canaux, de cultiver 2.200.000 ha et de constituer ainsi, en plein désert cette vaste oasis que constitue la région de Tachkent.

Près de la moitié des terres cultivées (1 million d'ha) sont réservées au coton, La production de l'Uzbekistan représente 65 p. 100 de la production totale de cette fibre textile en U. R. S. S.

Mais cette utilisation mixte des eaux du canal n'est pas sans entraîner des difficultés en période de mauvaise hydraulicité.

Si les difficultés ne touchent qu'une seule république, le directeur régional de l'électricité et le ministre de l'agriculture se mettent d'accord sur la répartition de l'eau ou soumettent leur différend au conseil des ministres de la république. Si, au contraire, plusieurs républiques y sont intéressées, à défaut d'entente amiable, le différend est porté devant le conseil des ministres de l'union, à Moscou.

e) La centrale de Stalingrad.

La construction de la centrale de Stalingrad marque une des étapes importantes de l'équipement de la Volga. La centrale de Kouibychev (ancienne Samara) sur la moyenne Volga, et celle de Stalingrad, sur la basse Volga, représenteront les deux plus grandes installations hydroélectriques, avec une production annuelle d'électricité qui sera de l'ordre de 10 à 11 milliards de kWh pour chacune.

Si la mise en service de Kouibychev est prévue pour 1956, celle de Stalingrad interviendra en 1958 (pour les premières turbines). Elle sera entièrement terminée, vraisemblablement, au début de l'année 1959.

A l'endroit choisi pour construire le barrage, le fleuve est relativement étroit, ce qui facilite les travaux.

Il a environ 750 mètres de large et 15 mètres de profondeur. Cependant, il est nécessaire de protéger les chantiers de la centrale (rive gauche) contre les flots et les glaces par des batardeaux d'un poids de 15.000 tonnes.

Un pont transbordeur de 876 mètres de longueur et de 135 mètres de hauteur, établi dans l'axe du barrage, permet de transporter 42.000 tonnes de matériaux par jour, de la rive droite aux usines à béton situées sur la rive gauche.

Les chantiers que nous avons visités nous ont permis de constater l'état d'avancement des fouilles et des fondations.

Sur la rive gauche, sera également construit un canal latéral de navigation: deux bassins à deux chambres.

Deux digues protégeront le port fluvial et les écluses des vagues du réservoir.

Les travaux nécessiteront 150 millions de mètres cubes de terrassement et 7,5 millions de mètres cubes de béton et de béton armé (0,7 millions de tonnes de fer à béton).

1955: 215.000 tonnes de béton.
1956: 1,5 million de tonnes de béton.
1957: 3 millions de tonnes de béton.
1958: 1,5 million de tonnes de béton.

Le personnel occupé sur les différents chantiers comprend 21.000 travailleurs (dont 600 ingénieurs et 900 techniciens); 5.000 sont affectés à la construction de la cité ouvrière et de la nouvelle ville de Voljsk, qui abrite déjà une population de 40.000 habitants. Celle-ci pourra atteindre jusqu'à 100.000 habitants, avec le développement industriel de cette région qui résultera de l'établissement de cette nouvelle source d'énergie.

Le coût total des investissements, y compris la ville et les usines nécessaires à la construction du barrage, est évalué à environ 9,5 millions de roubles.

Le barrage entraînera la création d'un réservoir d'eau de 5 km de largeur (33 milliards de mètres cubes) et l'élévation du niveau des eaux de la Volga de 26 m sur 660 km en amont. Par endroits le fleuve aura une largeur de 30 km.

C'est dire l'importance des terres et des villages qui seront inondés.

La centrale aura une puissance de 2.300.000 kW (22 turbines Kaplan de 105.000 kW). Le couplage des alternateurs sera asynchrone.

L'électricité produite sera transportée dans les régions de Stalingrad et du Donetz sous tension de 220.000 volts. Elle servira égalemen à alimenter la région de Moscou et sera alors transportée sur une distance de plus de 1.000 km, sous tension de 400.000 volts.

f) *Micro-centrales et centrales agricoles.*

Notre mission s'est également intéressée aux micro-centrales.

Si leur construction a été assez développée jusqu'en 1948 pour accroître la production d'électricité qui souffrait de retards engendrés par la guerre, il semble qu'elle ne suscite, depuis, qu'un intérêt limité en raison de leur prix de revient qui est trois fois plus élevé que celui de l'électricité fournie par le réseau général, pour les installations les plus modernes.

Des groupes pour micro-centrales sont actuellement fabriqués en série, avec des puissances de 10 à 100 kW; les plus modernes sont à fonctionnement automatique Il en est présenté à l'exposition agricole de l'U. R. S. S.

Cependant on s'oriente de plus en plus vers la construction de centrales interkolkhoziennes comme celle que nous avons vue à Istra ou de centrales rurales gérées par le ministère de l'agriculture.

Les unes et les autres sont à l'origine de petits réseaux indépendants de distribution qui seront ultérieurement raccordés au réseau général Les installations actuelles constituent une étape vers l'interconnexion

Par exemple, la centrale d'Istra (puissance 600 kW) (production annuelle 4.500.000 kWh) dessert sept kolkhozes, deux sovkhozes, deux hôpitaux, une maison de repos, une grosse agglomération, etc., soit en tout 37 agglomérations représentant 12.000 habitants. Le réseau de distribution dessert un rayon de 15 km avec des points extrêmes qui sont éloignés de 40 km. Son fonctionnement est assuré par huit personnes, placées sous l'autorité d'un ingénieur.

g) *L'institut hydro-technique de Leningrad.*

Créé en 1931, par le ministère des centrales électriques, cet institut est chargé de mettre au point tous les projets de construction des centrales hydrauliques et des complexes hydro-électriques. Il étudie toutes les questions intéressant l'hydraulique, qu'il s'agisse des problèmes techniques de construction des ouvrages, de résistance des matériaux des bétons, des isolants, etc.

Nous avons visité les différentes sections et les principaux laboratoires de cet institut.

La section de l'hydraulique étudie l'influence des débits sur les constructions hydro-techniques (méthode des maquettes) et se livre à des recherches d'ordre général.

La seconde section étudie les constructions de barrages et leurs fondations.

La troisième section a pour but d'améliorer les équipements existants et de les moderniser.

La quatrième section se propose d'étudier la résistance des matériaux, d'améliorer les matériaux de construction existants et d'en rechercher de plus rationnels (recherches conduites selon les méthodes classiques de la photo-élasticité, ainsi que par le recours à des modèles « mous ».

La cinquième section s'occupe de la formation technique et de la normalisation. Elle introduit dans la pratique les recherches de l'institut.

Des laboratoires spécialisés se préoccupent tout particulièrement des questions d'infiltration (par modèles-images électriques), de l'influence des glaces, des travaux de construction, de l'exploitation des centrales, etc.

L'importance de cet institut peut s'apprécier d'une part par la qualité de ses collaborateurs (20 professeurs, 75 agrégatifs et 200 ingénieurs sur 600 personnes) et le montant de son budget (12 millions de roubles à titre de dotation budgétaire, plus 12 millions de roubles provenant des contrats d'études — actuellement 150).

60 p. 100 de ce budget sont affectés à l'étude des problèmes pratiques posés par la construction des centrales (travaux effectués en liaison avec les entreprises de construction) le reste du budget est consacré aux travaux de recherches.

Les recherches pures sont actuellement orientées vers la substitution de modèles à air aux modèles à eau et vers le remplacement des modèles par des calculs.

§ 4. — Centrales thermiques.

Dans les régions où il paraît plus rationnel, en raison de leurs ressources en combustibles, de construire des centrales thermiques, celles-ci sont localisées le plus près possible des mines et des lieux de production des combustibles.

Comme on encourage de plus en plus la construction de centrales thermiques concourant simultanément à la production d'électricité et de chaleur, celles-ci sont, bien entendu, édifiées près des centres industriels et des agglomérations qu'elles desservent.

Pour déterminer l'emplacement de ces dernières, intervient alors un nouveau facteur: l'évacuation des cendres. Si cette évacuation est relativement facile dans les villes moyennes, elle est souvent réalisée par conduites à des dizaines de kilomètres de la centrale, dans les villes importantes. Une autre méthode, qui a commencé à se développer, consiste à utiliser ces cendres pour la fabrication de matériaux de construction. De même, les cendres de schistes constituent d'excellents engrais.

Comme nous l'avons déjà indiqué, l'Etat intervient dans le choix des combustibles qui seront brûlés dans les centrales. Pour les centrales consommant plus de 100.000 tonnes par an de combustibles conventionnels, le type de combustible est fixé par un décret gouvernemental, après consultation du Gosplan. Pour les centrales dont la consommation est moindre, le type de combustible est fixé par le Gosplan.

Les centrales thermiques à usage mixte rencontrent une grande faveur auprès des pouvoirs publics, qui estiment à 20 p. 100 l'économie réalisée sur le combustible et les frais d'exploitation. Pour mesurer cette économie, on compare la production combinée à la production séparée de chaleur et d'électricité.

On nous a précisé que le chauffage urbain combiné (coût 0,90 rouble par mètre cube et par an) permet une réduction des frais de chauffage de 50 p. 100 par rapport au chauffage central individuel (1,90 à 2 roubles par mètre cube/an) et de 25 p. 100 par rapport au chauffage d'îlot (1,40 par mètre cube/an), (voir quelques exemples de tarifs en annexe).

Si les frais d'équipement du chauffage urbain combiné (y compris la création du réseau de distribution) sont de 15 à 20 p. 100 plus élevés, ces investissements supplémentaires sont amortis dans un délai de trois à cinq ans.

Lorsqu'on utilise la vapeur produite par les centrales mixtes à des fins industrielles, l'économie est encore plus grande. La distribution de vapeur à des fins industrielles comporte également le chauffage des cités ouvrières.

Pour le chauffage on utilise des turbines à vapeur, sans condenseur d'une puissance variant de 750 kW à 25.000 kW.

Dès l'année prochaine on pense mettre en service des turbines de 50.000 kW, à double régulation, avec une pression qui sera:

De 10 à 15 atmosphères pour les besoins industriels,
De 1,5 à 2 atmosphères pour les beoins domestiques.

Le chauffage à l'eau chaude est le seul employé, parce qu'il est considéré comme le plus hygiénique. D'autre part, l'utilisation de la vapeur basse-pression permet des économies plus grandes de calories.

Lorsqu'on utilise des turbines, sous pression de 90 atmosphères, pour 1 million de calories on obtient 250 kWh. Lorsqu'on utilise des turbines, sous pression de 2 à 90 atmosphères, la même quantité de calories fournit 340 kWh.

a) Centrale thermique Kalouskaïa à Moscou.

Nous avons justement visité la centrale thermique Kalouskaïa à Moscou, qui répond à ce double objectif: chaleur et électricité.

Construite en 1952, elle a une puissance de 50.000 kW (2 groupes de 25.000 kW) qui sera doublée en 1955, pour atteindre finalement une puissance de 150.000 kW.

C'est une centrale qui fonctionne au charbon en hiver et au gaz en été (charbon du Donetz et du bassin de Moscou, gaz naturel de Saratov).

Toute la manutention du charbon à l'intérieur de la centrale est automatique: depuis le stockage jusqu'aux broyeurs qui alimentent les chaudières en charbon pulvérisé.

Le refroidissement à hydrogène des turbo-alternateurs permet d'obtenir pour chacun une puissance effective de 30.000 kW pour une puissance théorique de 25.000 kW.

La tension de l'énergie produite est élevée à 110.000 volts pour le réseau régional de Moscou et à 220.000 volts pour le réseau général.

La centrale est alimentée en eau par pompage dans la Moscova, située à 1,4 km, au moyen de trois pompes, d'une puissance unitaire de 2.000 mètres cubes/heure.

Au point de vue chauffage, chaque turbine fournit par heure 1.500 mètres cubes d'eau à 150 degrés, qui revient à 70 degrés.

L'hiver dernier cette centrale a fourni 100 millions de calories-heure, soit 10 p. 100 de la chaleur distribuée par le chauffage urbain à Moscou. L'hiver prochain elle fournira au maximum (c'est-à-dire lorsque la température extérieure est de — 30°) une quantité de 350 millions de calories heure.

En 1958, elle donnera 500 millions de calories/heure.

Les pertes de calories, dans le transport, sont de 4 à 7 p. 100, sur une distance de transport maximum de 85 km (l'eau perd 2° au km).

L'usager paie 35 roubles le million de calories (pertes comprises).

Actuellement le chauffage urbain représente à Moscou 20 p. 100 du chauffage total.

Le chauffage urbain est destiné aux nouvelles habitations, écoles, hôpitaux en priorité, ainsi qu'aux immeubles anciens.

Le développement des centrales thermiques à usage mixte ne se trouve limité que par le développement des réseaux urbains de distribution de chaleur.

Cette politique d'équipement thermique apparaît comme un élément appréciable d'une politique plus vaste d'économie de combustibles et de modernisation de l'appareil énergétique du pays.

b) Institut thermotechnique de Moscou.

La réalisation scientifique de cette politique est confiée à l'Institut thermotechnique de Moscou

En effet, le rôle de l'institut qui nous a été exposé en détail, lors de notre visite, est d'étudier toutes les questions de chauffage, de former des cadres et d'élaborer les méthodes d'études qui seront appliquées obligatoirement par les autres instituts de recherches.

C'est ainsi que l'institut:

A mis au point les méthodes d'utilisation des combustibles pauvres (tourbes et charbons maigres) dans les centrales;

A construit la première centrale à haute pression:

A conçu le chauffage urbain combiné avec la production d'électricité, dont la première application a été faite à Moscou.

Il possède vingt-sept laboratoires spécialisés dont les recherches embrassent toutes les questions de chauffage nécessaires au pays.

Le laboratoire le plus ancien s'attache principalement à l'étude des différentes variétés de combustibles, à leur processus de combustion.

Plusieurs laboratoires étudient les phénomènes de la combustion et la pulvérisation, par exemple:

Etude de la combustion des combustibles solides (en morceaux et pulvérulents) et des combustibles liquides;

Problème de la combustion des combustibles cendreux.

A cet effet, l'Institut a créé des foyers qui sont utilisés dans toutes les centrales.

Il existe au laboratoire de chauffe une section qui élabore les schémas des différents types de chaudières.

Nous avons pu voir, au cours de notre visite, trois types de chaudières expérimentales, qui servent aux études:

Une chaudière, à l'échelle industrielle, 300 kg/600° (à circulation d'eau forcée);

Une chaudière 200 kg/600° (à circulation naturelle);

Une troisième à 220 kg.

Pour les pressions supérieures à la pression critique, on doit recourir à la circulation forcée.

Ce souci de l'amélioration constante des rendements conduit la technique soviétique, comme les autres techniques d'ailleurs, à augmenter sans cesse la puissance des turbines, la température et la pression de la vapeur dans les chaudières.

Avec une pression de 30 kg et une température de 400°, la consommation de charbon (à 7.000 calories) a été ramenée à 500 g par kWh pour des turbines de 50.000 kW.

Avec une pression de 100 kg et une température de 500°, la consommation est de 410 g par kWh.

Avec une pression de 170 kg et une température de 550°, la consommation est de 330 g par kWh, pour des turbines de 150.000 kWh.

On se propose d'atteindre une consommation de 290 g par kWh avec la turbine de 300.000 kW, dont le plan prévoit la mise en service pour 1959 si les recherches en cours sur les matériaux utilisables aboutissent. La chaudière produira 800 tonnes de vapeur/heure, à la pression de 300 kg et à la température de 620°.

On estime que l'économie de combustibles permet d'amortir en 2 à 3 ans les dépenses supplémentaires d'investissements pour les installations à haute pression.

En 1954, la consommation spécifique moyenne pour 1 kWh a été:

De 494 g de charbon de bonne qualité du Donetz à 6.000 calories;

De 454 g de charbon brun de Moscou (au pouvoir calorifique conventionnel de 7.000 calories).

On nous a également communiqué les consommations spécifiques de différents types de combustibles calculées sur la base d'un indice 100, correspondant à la consommation de 423 g d'un combustible de pouvoir calorifique de 6.200/6.500 calories pour la production d'un kWh.

Les consommations de poussière d'anthracite et de tourbe sont respectivement de 3 et 3,5 p. 100 supérieures à cet indice tandis que celles de mazout et de gaz naturel lui sont inférieures respectivement de 6 et 7 p. 100.

Ces consommations très voisines soulignent les progrès réalisés dans l'utilisation des charbons de mauvaise qualité.

L'institut a élaboré également des systèmes automatiques de réglage de la combustion et de la pression.

On étudie actuellement les problèmes de la tenue des chaudières dans le temps, métaux, etc.

L'amélioration de la construction des turbines à vapeur fait l'objet de recherches. On se propose notamment d'élaborer un dispositif d'automatisation complète des turbines.

On développe simultanément les recherches sur les turbines à gaz, à partir d'une turbine expérimentale, qui fonctionne à l'institut

Pour permettre d'apprécier son importance, nous devons préciser que les cadres de l'institut comprennent 16 professeurs et docteurs ès sciences, 80 maîtres de conférences, 180 ingénieurs et techniciens, sur un total de 1.100 personnes.

c) Coût des centrales thermiques et hydrauliques.

Le coût des centrales thermiques varie essentiellement en fonction de la puissance des turbines et de la pression:

1.200 roubles par kW installé pour les turbines de 25.000 kW (pression 90 atmosphères);

800 roubles par kW installé pour les turbines de 150.000 kW (pression 130 à 170 atmosphères).

La qualité du charbon influe également sur le montant des investissements (3 p. 100 d'investissements supplémentaires pour les moins bonnes qualités).

A ces investissements s'ajoutent des dépenses de 15 à 20 p. 100 pour la construction des logements et des cités ouvrières.

Le coût des centrales hydrauliques varie de 2.000 à 2.500 roubles par kilowatt installé (ou 35 kopeks par kWh) dans les conditions les plus favorables, jusqu'à 6.800 roubles par kilowatt pour les sites les plus difficiles à équiper.

§ 5. — Interconnexion et transport à longue distance.

L'immensité de l'Union soviétique, qui a imposé jusqu'à présent une interconnexion limitée au cadre régional est, à son tour, la cause de recherches pour réaliser le transport de l'électricité sur de longues distances et permettre ultérieurement l'interconnexion des différents réseaux régionaux (il y a déjà interconnexion dans le Caucase).

En effet, le développement de l'économie soviétique est fondé sur l'exploitation de toutes les ressources naturelles qui se trouvent parfois surabondantes par rapport aux possibilités régionales d'utilisation et éloignées d'importants centres de consommation.

Par exemple, la région de Moscou, dont les besoins électriques croissent continuellement, est située à un millier de kilomètres des grandes centrales hydroélectriques de Kouibychev et Stalingrad, dont les productions sont essentiellement destinées à couvrir les pointes du diagramme de la région de Moscou, couverture qui sera facilitée par le décalage d'heures (1 heure) entre Stalingrad et Moscou.

Aussi la technique soviétique s'est-elle orientée vers le transport d'électricité sous une tension de 400.000 volts, puisque l'augmen-

tation de la tension est le seul moyen d'accroître la distance de transmission sans augmenter outre mesure les pertes et le prix du transport (la plus grande ligne de transport de force existante atteint 430 kilomètres, avec une tension de 287.000 volts). La première ligne, à 400.000 volts, en cours de construction, doit relier Kouibychev à Moscou (880 kilomètres) par courant alternatif.

Notre mission a eu d'ailleurs l'occasion de visiter près de Moscou un poste de ce réseau d'interconnexion en cours d'édification.

Le système est constitué par deux lignes parallèles d'une capacité de 1.150.000 kilowatts. Au départ de la ligne et en son milieu on prévoit l'installation de postes de 400 kV d'une puissance de 750.000 kVA, ainsi que de puissants compensateurs synchrones à l'arrivée de la ligne.

Pour diminuer les pertes on a réduit la densité du courant à 0,5-0,6 ampère/mm² (cette densité étant déterminée par la section du fil d'aluminium de 1.500 mm²). Dans ces conditions les pertes en lignes pour une énergie annuelle transmise de 6,1 milliards de kilowatts-heures correspondent à 4-4,5 p. 100.

Les pertes en lignes calculées du départ de la station de Kouibychev jusqu'à l'arrivée au poste de transformation de Moscou, 400 kV/115 kV s'expriment par les coefficients d'utilisation ci-après: 400 kV = 92,3 p. 100, 420 kV = 92,5 p. 100 (puissance de travail maxima).

Le coût de transport jusqu'à Moscou est de 2,92 kopeks par kilowatt-heure.

La longueur totale de la ligne est de 1.784 km si l'on compte chaque ligne parallèle séparément. Les fils sont en acier et aluminium (la section aluminium étant de 480 millimètres carrés = 54 fils de 3,37 millimètres; la section en acier est de 59,7 millimètres carrés = 19 fils de 2 millimètres, avec un poids de 1.815 kg au kilomètre et une charge de rupture de 14.370 kg). Les fils utilisés pour les lignes d'interconnexion circulaires de la région de Moscou seront d'un diamètre inférieur: 332 millimètres carrés (54 fils de 2,8 millimètres section acier 43 millimètres carrés [4 fils de 2,8], poids: 1.270 kg par kilomètre).

Les isolateurs en porcelaine sont du type à suspension, les pylônes sont de 29,5 mètres de haut (7,25 tonnes) en forme de portiques métalliques en acier Martin, entièrement soudés, avec fondations en béton.

Les travaux d'édification de la ligne représentent 700.000 mètres cubes de terrassements, 200.000 mètres cubes de bétonnage, 35.000 tonnes de fils et 47.000 tonnes d'armatures métalliques.

On prévoit l'installation autour de Moscou d'une chaîne de transformateurs pour recevoir la ligne de 400 kV; on a exclu la transformation 400/220 kV comme peu économique et on lui préfère 400/115, mais outre les transformateurs 400/115 kV, on installe à chaque sous-station de transformation des transformateurs 220/115 kV pour les interconnexions avec le réseau de 220 kV.

Les compensateurs synchrones utilisés sont de 75.000 kVA, avec refroidisseurs à hydrogène, et sont installés à l'air libre.

Les transformateurs élévateurs de tension au départ de Kouibychev sont d'une puissance de 370.000 kVA en trois phases (3×123.500 kVA), sous tension de 13,8/420 ou 13,8/121/420 kV. Le schéma est du type « triangle-étoile, étoile ». Le refroidissement est à l'huile. Le poids du transformateur avec huile est de 365 tonnes (le poids de l'huile: 105 tonnes) (hauteur: 10,25 mètres; largeur: 5,5 mètres; longueur: 10,9 mètres).

Les transformateurs abaisseurs de tension à Noginsk (province de Moscou) sont d'une puissance de 270.000 kVA en trois phases (3×90.000 kVA), sous tension de 410/115/11 kV, avec refroidissement à air. Le poids du transformateur est de 335 tonnes (88 tonnes pour l'huile), 11,9 mètres de haut, largeur du bac: 4,4 mètres (avec radiateurs 7,6 mètres), la longueur du bac est de 7,9 mètres (avec radiateurs 11,3 mètres).

Les disjoncteurs, de 400 kV, sont du type à air, 2.000 et 1.000 ampères, avec une puissance de coupure de 10-15 millions de kVA; poids: 17 tonnes; hauteur: 11,8 mètres; largeur: 3 mètres; longueur: 9 mètres.

Les compensateurs synchrones sont de 11 kV et d'une puissance de 75.000 kVA; vitesse: 750 tours à la minute, avec refroidissement à hydrogène; poids total: 274 tonnes.

Notre mission a par ailleurs visité l'usine de transformateurs de Zaporoje, où sont construits les transformateurs de 400 kV ainsi que tout l'équipement nécessaire à l'édification de cette ligne à haute tension.

***

La prochaine ligne de transport de 400 kV reliera la centrale de Stalingrad à Moscou (1.100 km).

Ces deux lignes constituent les premières grandes artères du réseau unique à haute tension qui réunira progressivement les systèmes électriques de la partie européenne de l'Union soviétique.

Les techniciens soviétiques étudient également le transport de force par courant continu, dont la technique est moins connue. A l'heure actuelle, une ligne de 130 kV et d'une longueur de 112 km aboutit au réseau de répartition à 10 km de Moscou, après conversion en alternatif et passage dans un transformateur 130/10 kV. Ils envisagent de construire des lignes de transport sous 600 kilovolts pour relier la Sibérie au réseau européen. Ces réalisations constitueront la dernière étape de l'interconnexion de tous les réseaux soviétiques.

§ 6. — Tarification et vente d'électricité.

Deux modes de tarification sont appliqués selon les usages: éclairage ou force.

Pour l'éclairage, la tarification est uniquement fonction de la consommation, sans distinction de tranches, d'heures d'utilisation ou de saisons. La seule distinction existante est celle des catégories d'usagers. L'éclairage des entreprises industrielles et assimilées n'est pas soumis au tarif lumière mais aux tarifs force.

(Voir, en annexe, quelques extraits du tarif général lumière de l'U. R. S. S.)

La tarification des usages force est fondée sur trois principes:

1° Pour les entreprises industrielles et les grandes villes, la tarification est fonction, d'une part, de la consommation effective et, d'autre part, de la puissance de l'installation (ou d'un minimum de consommation annuelle). Il s'agit d'un tarif binôme.

Pour certaines industries grosses consommatrices, il existe, en outre, des tarifs spéciaux;

2° Pour d'autres catégories telles que les services publics, on ne tient compte que de la consommation effective, sans faire intervenir aucune considération de tranches, d'heures d'utilisation ou de saisons;

3° Le tarif appliqué à la consommation effective est différent selon que le compteur est placé avant ou après le transformateur de l'usager.

Pour les usages industriels, chaque région électrique établit son propre tarif de vente, en s'inspirant des principes précédents, sous le contrôle du ministère des centrales électriques.

Il y a donc une multiplicité de tarifs avec de considérables variations d'une « région électrique » à l'autre. (Voir quelques exemples de tarifs en annexe.)

La consommation est relevée par des bureaux locaux, sous la direction de l'administration centrale.

La vente doit couvrir les frais d'exploitation sans bénéfice ni perte, mais les annuités d'amortissement, pour le renouvellement des installations, sont comprises dans les dépenses d'exploitation.

Il faut aussi préciser que l'annuité d'amortissement ne comporte aucune charge d'intérêts.

Ces annuités d'amortissement sont versées à la Prombank, chargée de financer les investissements industriels, mais une partie reste à la disposition du système électrique pour l'entretien normal.

L'administration du système électrique envoie aux secteurs régionaux les sommes nécessaires à couvrir leurs dépenses (frais d'entretien, salaires du personnel, etc.).

Les frais d'exploitation sont planifiés à l'échelon de chaque système électrique. En fait, il s'agit d'une sorte d'allocation forfaitaire aux secteurs régionaux.

L'ensemble du personnel est intéressé à la compression des frais d'exploitation par les versements de primes, représentant une part des économies réalisées. Cette part est différente selon que les économies ont été réalisées sur les frais d'exploitation et de distribution ou sur les devis de construction.

CHAPITRE V

L'ENERGIE NUCLEAIRE

Malgré les importantes ressources en énergie dont elle dispose, l'Union soviétique s'est engagée dans la voie de l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production de l'électricité.

A cet effet, l'académie des sciences de Moscou a été chargée de l'étude et de la coordination des travaux correspondants.

Une première centrale de 5.000 kilowatts a été construite et mise en service le 24 juin 1954.

Les prochaines réalisations, qui dépendront bien entendu des travaux de recherches scientifiques et techniques, répondront à l'objectif de doter de centrales nucléaires les régions dépourvues de source d'énergie.

La production d'électricité nucléaire est, ici comme ailleurs, un procédé coûteux. La première centrale dont nous allons décrire les caractéristiques, est évidemment une réalisation expérimentale, dont l'appréciation économique ne saurait être significative. On nous a confirmé les déclarations faites à la conférence atomique de Genève, aux termes desquelles les techniciens soviétiques estiment que l'on pourra arriver à abaisser le prix de revient du kilowatt-heure pour une centrale d'une puissance de 50.000 à 100.000

kilowatts entre 10 et 20 kopeks, alors que le coût de l'électricité produite par les centrales thermiques classiques varie actuellement de 7 à 10 kopeks par kilowatt-heure.

L'académie des sciences de Moscou étudie différents projets à l'échelle industrielle, en tenant compte des enseignements de la première centrale expérimentale. Elle élabore le prochain plan de construction de centrales nucléaires, qui n'était pas encore arrêté, lors de notre séjour à Moscou.

Visite de la centrale atomique.

Notre visite de la centrale atomique, qui est située à Obminskoje (environ 120 kilomètres Sud-Ouest de Moscou), a débuté par la projection d'un film documentaire sur son fonctionnement.

Le réacteur est à modérateur de graphite, le réfrigérant étant de l'eau qui, portée à haute température sert, grâce à un échangeur, à produire la valeur nécessaire à la marche des turbo-alternateurs.

La pièce de graphite, de forme cylindrique, est percée, parallèlement à son axe, de 42 trous dans lesquels sont introduits des tubes creux, à la partie inférieure desquels sont disposés 4 barreaux à 5 p. 100 d'uranium, séparés eux-mêmes par des barreaux d'un produit borassique (selon toute vraisemblance du carbure de bore).

Le réacteur est entouré d'un anneau d'eau de 1 m d'épaisseur, l'ensemble étant protégé par une ceinture de béton de 3 m destinée à arrêter les rayons Gamma.

Le réacteur contient ainsi, au total, 128 barreaux d'uranium enrichi qui, dès leur mise en place, sont le siège d'une réaction en chaîne d'une durée de 100 jours environ.

L'eau servant au refroidissement des tubes porte-uranium est élevée à la température de 270°; impropre elle-même à la production de la vapeur destinée à la centrale, en raison de sa forte radio-activité, elle passe dans des générateurs de vapeur, munis d'échangeurs auxquels elle cède une partie de ses calories.

La circulation de l'eau provenant du réacteur est assurée au moyen de trois pompes à 100 atmosphères situées naturellement sur la partie à basse température relative, soit 190°, du circuit « échangeur-réacteur ».

Il existe 4 générateurs, dont 3 en service et 1 un réserve, la production unitaire étant de 40 tonnes de vapeur à l'heure.

La difficulté principale du système réside dans la manutention des tubes usagés, dont la radio-activité est encore dangereuse. Le remplacement de ces tubes s'effectue par télécommande, l'opérateur se trouvant lui-même placé dans une cabine en fonte, protégée par un béton épais, la visibilité étant assurée au moyen de hublots à lentilles convexes en verre à 40 p. 100 de plomb.

Après extraction des tubes usagés, ceux-ci sont placés dans une enceinte souterraine bétonnée, où ils achèvent de perdre leur radio-activité.

La réserve de tubes porte-uranium se trouve, au contraire, sans protection particulière, dans la salle du réacteur, puisque ces tubes ne sont encore le siège d'aucune réaction en chaîne.

La puissance de la centrale est de 5.000 kW et une visite du tableau permet de se rendre compte de la stabilité remarquable de la puissance produite et de la fréquence.

Le composé borassique intervient d'une façon très efficace pour la régulation de la radio-activité.

Ainsi que nous l'avons déjà dit, la durée d'utilisation des barreaux est de 100 jours, les manipulations nécessaires à leur remplacement ayant une durée de 2 à 3 jours pendant lesquels l'installation est évidemment hors service; ceci implique la mise en route, pendant cette période, d'une installation de soutien.

La protection du personnel contre la radio-activité est l'objet de soins très particuliers.

Chaque salle de la centrale est réunie à une pièce de contrôle par des tubes de prélèvement d'air reliés eux-mêmes à un indicateur de radio-activité à cadran. Quand l'aiguille dépasse l'index d'alarme, le personnel est immédiatement retiré de la salle correspondante. Chaque agent doit d'ailleurs porter sur lui-même une petite boîte de contrôle à pellicule claire, celle-ci s'assombrissant quand il y a radio-activité.

La vérification des boîtes est effectuée tous les quatre jours.

Le service est assuré à un rythme particulier, un jour de repos succédant à quatre jours de travail.

Enfin, le personnel est astreint tous les deux mois à un contrôle médical.

CHAPITRE VI

L'ENERGIE EOLIENNE ET L'ENERGIE SOLAIRE

§ 1er. — L'énergie éolienne.

Lors de notre visite au laboratoire central des moteurs à vent de l'U. R. S. S. qui dépend de l'académie des sciences, nous avons pu apprécier les efforts réalisés pour l'utilisation de l'énergie éolienne. Ce laboratoire dispose de différentes sections d'études, d'ateliers pour la construction des prototypes et d'un terrain d'expérience. Il travaille en liaison avec d'autres organismes et notamment avec l'institut central aérodynamique.

Les techniciens soviétiques portent un grand intérêt aux travaux sur l'aérodynamique des savants français, tels que Eiffel, Rateau et Andreau.

De nombreux types de moteurs à vent nous furent présentés.

Il n'est pas inutile d'insister sur les modèles, bien connus en France, d'éoliennes multipales utilisées spécialement pour le pompage et l'alimentation en eaux des fermes, avec une puissance disponible maximum de 20,7 CV, pour une vitesse moyenne du vent de 8 mètres seconde. Nous avons vu également plusieurs modèles bipales, appelés compresseurs à vent, dont la destination est également l'alimentation en eau des pâturages et des fermes. La puissance des pompes est de 1,5 CV. Ce type présente une grande légèreté et la possibilité de fonctionner à une grande distance de la source d'eau.

D'autres modèles bipales, d'une puissance variant de 100 watts à 1 kW avec une vitesse du vent de 8 mètres seconde, sont destinés à l'alimentation des postes de radio, des appareils d'éclairage, etc., utilisés dans les villages.

Un autre type (dit arctique) d'une puissance de 120 watts, sert au chargement des accumulateurs et à l'alimentation des postes de T. S. F. arctiques.

Dans le cas de l'utilisation des éoliennes pour le pompage, la régulation de la puissance n'a pas gros intérêt, le débit de la pompe étant approximativement proportionnel à la vitesse du vent.

Dans le cas de production d'électricité pour des micropuissances, postes de T. S. F., quelques ampoules d'éclairage, etc., la régulation est obtenue par l'interposition d'une petite batterie d'accumulateurs du type automobile et le problème trouve ainsi une solution suffisante.

Cette méthode n'est plus applicable, lorsque les éoliennes atteignent une puissance de plusieurs dizaines de kW, pour des raisons techniques: entretien des batteries, personnel qualifié nécessaire, dimension des installations, etc. Une méthode de régulation de la puissance consiste à grouper plusieurs moteurs, disposés en triangle sur le terrain, dont la puissance peut atteindre 75 à 100 kW.

La juxtaposition de trois éoliennes permet, en effet, de diminuer dans des proportions considérables, de 90 à 50 p. 100, les variations de l'ensemble, dues aux conditions extrêmement locales et momentanées de la vitesse du vent.

C'est ainsi que les courbes des variations de la vitesse du vent, données à chaque moment par trois anémomètres distants de cinquante mètres les uns des autres, sont loin d'être superposables et l'on conçoit aisément que la courbe moyenne de l'ensemble ait une allure beaucoup plus régulière. Les moteurs à vent utilisés dans ces groupes multimoteurs ont une puissance de 25 kW avec une vitesse du vent de 8 mètres seconde. Ils présentent un auto-réglage par la faculté qu'ont l'extrémité des pales de s'effacer dans le vent dès que la vitesse du vent dépasse une certaine norme, ce qui a pour effet d'éviter dans une certaine mesure l'emballement.

Ce n'est qu'une solution partielle.

Pour obtenir une régulation satisfaisante des moteurs à vent, dont le but est d'alimenter des kolkhoses *isolés* en lumière et en force, il est nécessaire:

1° De produire un courant à tension aussi constante que possible;

2° De suppléer au manque de courant pendant les périodes de calme atmosphérique en stockant l'énergie en excédent lors des heures creuses ou du délestage du réseau;

3° D'éviter l'emballement ou le gaspillage d'énergie soit au moment des pointes d'éclairage ou de délestage de ce micro réseau, soit encore au moment des tempêtes.

Pour répondre à ces objectifs, les techniciens soviétiques ont apporté une solution originale.

En cas de production éolienne favorable, dès que la puissance du réseau dépasse les besoins, l'énergie supplémentaire non absorbée par le réseau est dirigée sur un centre d'électrolyse où l'eau est décomposée d'une part en oxygène et d'autre part en hydrogène; ces deux gaz sont stockés et peuvent servir de volant régulateur de deux façons: l'hydrogène stocké sert avec une adjonction de gaz de pétrole (80 p. 100 d'hydrogène et 20 p. 100 de gaz de pétrole), au fonctionnement d'un groupe Diesel électrique qui pourvoiera, en période de calme, au manque de vent; les 20 p. 100 d'hydrogène restant brûlés dans un courant d'oxygène, avec un apport supplémentaire d'eau, fournissent de la vapeur à haute pression qui sera utilisée dans un petit groupe turbo-électrique.

Nous avons vu une telle installation en fonctionnement au laboratoire central. Elle pourvoit aux besoins en énergie du laboratoire et du polygone.

Il semble que l'on doive rapidement passer du stade expérimental à celui des réalisations industrielles.

Nous n'avons pas eu de renseignements précis sur le rendement total de l'appareil et sur le prix du kW installé.

D'autre part, le laboratoire étudie des projets plus importants:

Des éoliennes d'une puissance unitaire de 200 kW pour une vitesse du vent de 10 m/seconde destinées à l'électrification des villages et des kolkhozes (l'axe du rotor sera à une hauteur de 30 mètres et l'hélice à trois pales aura un diamètre de 18 m);

Des éoliennes d'une puissance unitaire de 1.000 kW pour une vitesse du vent de 15 m/seconde dont la destination initiale était l'alimentation des stations d'irrigation.

D'après les conversations que nous avons eues avec la direction et les ingénieurs du laboratoire, l'Union soviétique aurait en projet un programme de fabrication de 10.000 unités, dont la plupart seront d'une puissance de 25 kW, destinées aux installations groupées. On fabriquera également des éoliennes, couplées avec un moteur Diesel (en réserve), d'une puissance unitaire de 36 kW pour une vitesse du vent de 8 m/seconde. Elles serviront au fonctionnement de machines agricoles.

§ 2. — L'énergie solaire.

La domestication de la chaleur solaire apparaît à certains savants comme la source d'énergie de l'avenir, en raison de ses possibilités illimitées.

L'Union soviétique participe activement à ce courant de recherches à la fois pour des raisons scientifiques et géographiques. Les renseignements, qui nous ont été communiqués lors de notre visite à Tachkent du centre expérimental du laboratoire de l'énergie solaire de l'académie des sciences de l'U. R. S. S., permettent de penser que l'Union soviétique parviendra rapidement à des réalisations semi-industrielles, voire industrielles.

Le laboratoire étudie l'utilisation de l'énergie solaire sur des appareils expérimentaux. Il dispose à cet effet d'un espace très restreint et doit être prochainement transféré en Georgie sur un terrain de 20 à 30 hectares. Seules des raisons historiques expliquent son installation à Tachkent, où la durée d'insolation n'est que de 2.000 heures par an.

Un premier type d'appareil, construit sur le principe de la serre (fond constitué de plaques d'aluminium noirci, sur lesquelles reposent des tubes, et dessus en verre) sert au chauffage de l'eau par thermo-siphon.

Avec un rendement de 40 p. 100 de la chaleur reçue, ces appareils permettent de chauffer 70 litres d'eau à 50-55° par jour et par mètre carré de surface vitrée.

Ils sont utilisés dans les établissements de douches, de bains, de blanchissage, dans les fermes et dans les kolkhozes.

Contruits en grande série, ils sont en service en Georgie, en Arménie et au Turkménistan. Près d'Achkabad fonctionne notamment un grand chauffe-eau solaire qui alimente un établissement de bains pour 400 personnes.

Des appareils plus petits existent pour la satisfaction des besoins individuels.

Un autre appareil, construit sur le même principe de la serre, est utilisé soit pour le séchage des fruits (les fruits ainsi séchés gardent leur teneur en sucre, sont plus savoureux, contiennent plus de vitamines et leur conservation est plus longue — température 80° lorsque l'appareil est chargé — durée de la dessication 1 jour), soit pour la distillation d'eau salée (l'eau vaporisée se condense sur la vitre et ruisselle — rendement 20 p. 100 — production 2 à 3 litres par jour et par mètre carré).

Un second type d'appareil est constitué par l'utilisation de miroirs paraboliques. Ces appareils sont caractérisés par une grande concentration des rayons solaires au foyer de la parabole.

On nous a présenté une marmite d'une capacité de 3,5 litres située au foyer d'un miroir de 1,25 m de diamètre. Avec un rendement de 80 à 85 p. 100 un tel appareil permet une production de 5 litres d'eau bouillante à l'heure par mètre carré de miroir. On peut atteindre une température de 150°.

Le coût de construction en série d'une telle marmite solaire est de 200 à 250 roubles. L'industrie soviétique compte produire 2.500 appareils de ce genre en 1956.

Les miroirs paraboliques sont également utilisés pour des recherches sur les hautes températures. C'est ainsi qu'un réflecteur, à forme parabolique, de 2 m de diamètre et de 120° d'angle focal, permet une concentration de chaleur de 25 millions de thermies par heure et par mètre carré de surface située dans le plan focal.

Cet appareil a permis d'obtenir une température de 3.500° entraînant la fusion du tungstène. Il est normalement équipé d'un creuset, fixé au foyer.

L'appareil a servi à une étude de la répartition de l'énergie dans le plan focal, étude qui sera publiée dans le bulletin de l'Institut.

Un autre type d'appareil est constitué par le titan solaire qui permet de faire chauffer de grandes quantités d'eau. L'appareil comprend un miroir parabolo-cylindrique, constitué de lames d'aluminium poli (longueur 6 m, largeur 2 m, angle focal 110°). Avec une surface de 12 mètres carrés, ce miroir permet de produire 40 litres d'eau bouillante à l'heure. Le prix de l'appareil est de 2.000 à 2.500 roubles. Sa production en série n'est pas encore prévue. Il peut être utilisé dans les maisons de thé, les fermes, les Kolkhozes pour l'élevage du bétail.

Le plus grand appareil existant à Tachkent est un réflecteur parabolique en béton-armé de 10 m de diamètre et de 70 mètres carrés de surface (un peu plus petit que celui de Mont-Louis). La rotation du miroir s'effectue très lentement suivant une direction parallèle à l'axe de la terre.

On a installé une chaudière au point focal. Sa production est de 50 kilos de vapeur à l'heure à une température de 130°.

Avec un rendement de 50 p. 100 la chaudière couplée avec un distillateur peut assurer une production de 1.000 litres d'eau distillée par jour.

Son utilisation est très importante *pour avoir de l'eau potable dans les déserts*, par exemple dans celui de Kara-Koum riche en pâturage, mais où n'existe que de l'eau salée.

De même au centre du désert de Kara-Koum fonctionne une usine de soufre alimentée en eau potable, transportée par avion.

L'eau distillée revient ainsi à 25 roubles le mètre cube au lieu d'être transportée par avion, avec un coût beaucoup plus élevé.

Cette chaudière peut être utilisée pour fabriquer de la glace par un système à absorption.

Elle peut être également utilisée pour le chauffage des locaux en hiver, par conservation de l'eau chaude dans les réservoirs souterrains.

On pense qu'une production de ces appareils est possible en grande série.

PROJETS:

Le laboratoire fait des recherches sur la photosynthèse et sur les thermopiles pour la transformation directe de l'énergie solaire en électricité. Ces recherches n'en sont qu'à leur début.

Le projet le plus avancé est celui d'une grande centrale thermique classique, en utilisant l'énergie solaire.

On prévoit la construction d'une grande surface réfléchissante (23.000 mètres carrés) constituée par des miroirs paraboliques de 15 mètres carrés tournant sur des rails avec le soleil et concentrant les rayons solaires sur une grande chaudière cylindrique (de 16 mètres de diamètre et de 16 mètres de hauteur).

Cette chaudière pourrait produire:

13 tonnes de vapeur par heure, à la pression de 25 à 30 atmosphères;

13 tonnes de glace ou 40 tonnes d'eau distillée.

Elle correspondrait à une puissance de 2.500 kilowatts.

La production moyenne serait de 1 kilowatt-heure par 10 mètres carrés de miroir car l'eau serait utilisée simultanément à d'autres fins (un système combiné est le plus rentable pour le désert).

Les savants soviétiques procèdent actuellement à la mise au point du projet dont la réalisation sera inscrite au prochain plan quinquennal. Son coût serait de l'ordre de 7 à 8 millions de roubles. Elle serait construite soit en Arménie, soit en Géorgie.

Une telle centrale paraît aux dirigeants du laboratoire comme la bonne méthode d'utilisation de l'énergie solaire.

CHAPITRE VII

LES INVESTISSEMENTS ET LA POLITIQUE D'UTILISATION DE L'ENERGIE

§ 1er. — Méthodes de financement des investissements.

Les principes qui déterminent le financement des investissements dans le secteur énergétique sont les mêmes que pour les autres secteurs économiques.

La source principale de financement des investissements est le budget. Les sommes versées par l'Etat aux entreprises, soit pour alimenter leur fonds de roulement, soit pour couvrir les dépenses d'investissements constituent un poste important du budget de l'Etat, appelé « financement de l'économie nationale ».

Les recettes du budget sont constituées essentiellement par l'impôt sur les bénéfices et l'impôt sur le chiffre d'affaires. Les impôts directs payés par la population sont très faibles et ne peuvent être affectés aux investissements.

Par exemple, en 1954 les impôts directs (48,4 milliards de roubles) et les emprunts (30,5 milliards de roubles) ont représenté 13,3 p. 100 des recettes budgétaires.

En contre-partie la population a reçu de l'Etat 147 milliards de roubles au titre des dépenses culturelles, plus 12 milliards de rou-

bies, au titre du service des emprunts. La population a ainsi reçu, en 1954, environ 80 milliards de roubles de plus que ce qu'elle a versé directement au budget.

C'est ainsi que le budget assure 65 p. 100 des dépenses d'investissement. Une autre partie importante, soit 34 p. 100 des dépenses d'investissement, est couverte par les réserves pour amortissements industriels (fonds d'amortissement) qui assurent ainsi un autofinancement inter-entreprises. Dans l'industrie, c'est la Prombank qui a le monopole du financement des investissements. Elle reçoit donc les dotations budgétaires et les réserves pour amortissements qu'elle répartit conformément au plan, sans faire aucune distinction, selon leur origine. Son rôle consiste également à contrôler l'utilisation des sommes qu'elle met à la disposition des entreprises, pour s'assurer que celles-ci correspondent bien aux prescriptions du plan.

D'autre part, l'entreprise peut réaliser des investissements en utilisant une partie des superbénéfices, dont 50 p. 100 sont versés au « fonds du directeur », dont nous avons déjà parlé.

Il convient de bien préciser que les crédits de trésorerie comme ceux d'investissements mis à la disposition des entreprises, soit par le budget, soit par les fonds d'amortissement, ne donnent pas lieu à remboursement. Il s'agit d'un financement à fonds perdus. Cette caractéristique de l'économie soviétique s'explique par le fait que les banques et les entreprises appartiennent à la même personne juridique. Aussi les mouvements de fonds constituent de simples opérations comptables.

Cette situation explique également que le calcul des amortissements industriels ne comporte aucune charge d'intérêts. Cette différence de méthode d'amortissement de l'économie soviétique par rapport à l'économie capitaliste constitue un facteur dont on ne saurait assez souligner toute l'influence sur la détermination et l'orientation même des investissements, notamment dans le secteur de l'énergie. Pour illustrer simplement cette incidence sur l'appréciation de la rentabilité des investissements, qu'il nous suffise de rappeler le problème de l'équipement thermique et de l'équipement hydraulique, dont les solutions varient dans le temps et dans l'espace en fonction directe du taux de l'intérêt.

Les deux sources principales de financement de l'économie nationale, qui viennent d'être évoquées, ne signifient pas que le crédit (au sens où nous l'entendons, c'est-à-dire de prêt remboursable avec intérêts) soit ignoré de l'économie soviétique.

Il existe effectivement sous forme de crédit à court terme, destiné à relayer le financement normal, pour une très courte période, dans des conditions et pour un objet déterminés. C'est-à-dire que ce crédit est très spécialisé. Il n'est accordé qu'à la condition de pouvoir être remboursé dans des délais rapides et comporte un intérêt de 2 p. 100. La banque qui a le monopole du crédit à court terme, la Gosbank, s'assure non seulement que le remboursement sera possible à la date prévue mais que le prêt sera réellement utilisé à des travaux et à des fournitures conformes aux prévisions du plan. La Gosbank a, comme la Prombank, le devoir d'exercer un contrôle très strict sur l'utilisation de ces crédits. Ce contrôle a pour but d'éviter que l'entreprise accroisse inutilement ses stocks ou qu'elle affecte de tels crédits à des investissements à long terme, non prévus au plan. Souvent l'octroi du prêt s'accompagne d'observations sur la marche de l'entreprise. D'ailleurs, le plan financier détermine le volume des crédits à court terme qui pourront être mis à la disposition des entreprises par les organismes bancaires spécialisés.

Le rôle essentiel du crédit à court terme est de faciliter l'exécution des investissements et d'accélérer le rythme de la production. Il est accordé pour:

Assurer le financement de toutes les dépenses ayant un caractère saisonnier ou exceptionnel par rapport au volume moyen des dépenses de l'entreprise (par exemple, pour constituer des stocks de combustibles);

Satisfaire à des besoins de trésorerie saisonniers ou exceptionnels;

Permettre le préfinancement (dans une centrale électrique) pour payer les turbines au moment de la livraison, car les crédits inscrits au plan ne lui sont octroyés qu'au moment où les turbines sont installées;

Assurer les besoins temporaires de l'entreprise, résultant des retards de payement ou de livraison d'autres entreprises (par exemple, retards de livraisons de matériels entraînant des retards de production).

En outre, un directeur d'entreprise peut obtenir des crédits à court terme (un à deux ans) pour des investissements de faible importance, tels que les améliorations d'ateliers ou d'outillage, susceptibles de développer rapidement la production. Ces crédits sont accordés sur présentation d'un dossier précisant la nature, l'ampleur et le but des travaux.

Cette méthode de financement, qui accroît l'initiative des directeurs d'entreprise, prend de plus en plus d'extension. Enfin, les fonds d'épargne de la population participent également au financement des investissements.

§ 2. — Planification des investissements.

La fiscalité joue un rôle direct faible dans l'orientation économique des investissements et de l'économie, puisque la planification de la production et des investissements donne à l'Etat des moyens d'action puissants et directs.

Les investissements prévus au plan se répartissent en deux catégories, d'après leur valeur:

a) Les investissements importants (plus de 25 millions de roubles dans l'industrie), dont la nature et les caractéristiques sont déterminées par le plan;

b) Les investissements de moindre importance (moins de 25 millions de roubles dans l'industrie) dont la nature et les caractéristiques sont déterminées par le directeur de l'entreprise.

Ces derniers, que l'on appelle les investissements « non planifiés » représentent un volume de travaux, qui est loin d'être négligeable, de 35 p. 100 en moyenne des investissements totaux.

Dans certains secteurs, et notamment dans le domaine de l'énergie, leur proportion est même bien supérieure: 60 p. 100 dans l'industrie pétrolière, 40 p. 100 dans l'industrie charbonnière.

La nature même des recherches de pétrole explique que le plan de ce secteur ne puisse déterminer exactement le nombre, la profondeur et l'emplacement des forages.

Dans le secteur charbonnier, ces investissements non planifiés comprennent toutes les dépenses d'équipement des mines existantes. Par contre, sont considérés comme investissements strictement planifiés les travaux de reconstruction des mines dont le coût dépasse 25 millions de roubles ainsi que les travaux neufs.

Les directeurs d'entreprise ont, de ce fait, des pouvoirs étendus.

§ 3. — Volume des investissements énergétiques.

Si le plan s'attache principalement au développement des industries de base, il encourage en priorité le secteur énergétique, dont le rythme d'accroissement dépasse celui de l'industrie pour éviter qu'une insuffisance d'énergie ralentisse les autres secteurs.

Dans l'ordre d'importance des crédits qui leur sont octroyés, viennent ensuite la métallurgie et la production des métaux; puis l'industrie mécanique, dont la production est très diversifiée pour accroître le progrès technique; enfin les industries légères dont le développement se conjugue avec celui des ressources agricoles.

Toute la politique d'investissements est axée sur la nécessité de doter les différents secteurs de l'économie des techniques les plus modernes.

En 1954, le montant total des investissements consacrés au secteur de l'énergie a été d'environ 40 milliards de roubles, sans compter les investissements réalisés localement dans les industries du bois, de la tourbe, etc. Ces investissements énergétiques représentent, d'une part 27 à 28 p. 100 de l'ensemble des investissements dans l'économie nationale, évalués à 161 milliards de roubles (chiffre qui ne comprend pas les investissements des kolkhozes) et d'autre part, 6 à 7 p. 100 du revenu national brut.

Pour 1955, le volume des investissements énergétiques est du même ordre de grandeur.

Pour 1955, ces investissements se répartissent entre les différents secteurs et selon l'origine des capitaux de la façon suivante.

Industrie charbonnière (sans l'Ukraine).

En 1955, montant total: 8 milliards de roubles:

- Dotation budgétaire, 5,7 milliards de roubles.
- Autofinancement, 1,6 milliard de roubles.
- Fonds d'amortissement, 0,6 milliard de roubles.
- Rentrées diverses (réserves, frais de compression), 0,1 milliard de roubles.

Il convient de signaler qu'en contre-partie de cette dotation budgétaire de 5,7 milliards de roubles le ministère de l'industrie charbonnière versera, pour 1955, au budget, la somme de 700 millions de roubles. Cette industrie est donc une grosse partie prenante du budget, en raison de la politique des prix. Le prix de revient du charbon est considéré comme un prix pilote, qui détermine le développement de toute l'économie.

Aussi cherche-t-on à obtenir une production de charbon au prix le plus bas possible (prix de revient au 1er juillet 1955: 67 roubles, prix de vente 69,80 roubles la tonne). Le faible profit réalisé sur le prix de vente du charbon (2,80 roubles par tonne) ne reflète pas toute la valeur économique de cette production. Le coefficient de rentabilité pour les produits de base est faible (2 à 3 p. 100), car l'économie soviétique n'apprécie pas la rentabilité de chaque produit, de façon absolue, mais par rapport à l'ensemble de l'économie

nationale. Cette politique économique explique que l'impôt sur le chiffre d'affaires, variable selon les secteurs, soit faible pour les industries de production, et notamment pour le charbon.

Nous devons rappeler que l'impôt sur le chiffre d'affaires n'est pas un impôt indirect, mais un prélèvement forfaitaire et *a priori* sur les bénéfices.

Cet impôt, qui représente une des principales ressources du budget, est un moyen puissant de redistribution des bénéfices, au profit de l'économie nationale.

Ces considérations permettent de comprendre aisément que ce secteur soit aussi largement subventionné.

En 1954, le montant des investissements dans l'industrie houillère, y compris l'Ukraine, s'était élevé à 13,3 milliards de roubles.

Industrie pétrolière (sans l'Azerbaïdjan).

En 1955, montant total: 11,1 milliards de roubles:

Dotation budgétaire, 8,5 milliards de roubles.
Autofinancement, 0,3 milliard de roubles.
Fonds d'amortissement, 1,8 milliard de roubles.
Ressources diverses, 0,5 milliard de roubles.

Par exemple ces ressources diverses sont constituées par une réduction des stocks et des fournitures, payés l'an dernier et estimés excessifs, par le Plan.

En 1954, le montant total des investissements dans l'industrie pétrolière (y compris d'Azerbaïdjan) a été de 12,8 milliards de roubles.

En contre-partie de cette dotation budgétaire, le ministère de l'industrie pétrolière versera, pour 1955, 11,3 milliards de roubles, sans compter également l'Azerbaïdjan.

Centrales électriques.

En 1955, montant total: 11,6 milliards de roubles (compte tenu de la réduction des coûts:

Dotation budgétaire, 9,2 milliards de roubles.
Autofinancement, 0,7 milliard de roubles.
Fonds d'amortissement, 1,5 milliard de roubles.
Rentrées diverses, 0,2 milliard de francs.

Ces dépenses concernent les travaux de production, de transport et de distribution réalisés par le ministère fédéral des centrales électriques, c'est-à-dire correspondant aux centrales d'intérêt régional. Elles concernent également les travaux réalisés dans les exploitations des tourbières relevant de ce même ministère, soit 350 à 400 millions de roubles.

En contre-partie de cette dotation budgétaire, le ministère des centrales électriques versera 4,5 milliards de roubles au budget.

En outre, d'autres ministères ou entreprises réalisent également des investissements électriques, si bien que le montant total des investissements dans ce secteur sera cette année très voisin de celui atteint en 1954, de 13 milliards de roubles.

§ 4. — Politique d'utilisation de l'énergie.

Notre exposé sur la politique énergétique de l'U. R. S. S. ne serait pas complet si nous n'indiquions pas les règles qui déterminent les conditions d'utilisation de l'énergie.

La planification de l'économie entraîne naturellement l'établissement d'une politique de l'utilisation de l'énergie et en permet aisément l'exécution.

Deux principes inspirent cette politique:

Utilisation des combustibles locaux, en priorité;
Economie des combustibles liquides pétroliers au maximum.

Ces deux principes se complètent et constituent les deux aspects d'une même politique d'utilisation des ressources naturelles.

Tout d'abord l'emploi des différentes formes d'énergie est déterminé par des considérations technologiques qui dérivent aussi bien de la nature des besoins que des progrès techniques.

En raison de l'étendue du pays, l'application du premier principe est garantie par le mode de tarification des transports.

Par exemple, le transport du charbon comporte une pénalisation à partir d'une certaine distance.

92 roubles pour un wagon de 20 tonnes sur	200 km.
207 roubles pour un wagon de 20 tonnes sur	400 km.
408 roubles pour un wagon de 20 tonnes sur	670 km.
1.017 roubles pour un wagon de 20 tonnes sur	1.000 km.

De même l'on cherche à accroître les rendements des ressources locales en coordonnant la production d'énergie électrique et de chaleur dans les centrales thermiques.

Outre ces moyens d'orientation dans le choix des combustibles, l'Etat intervient aussi directement, en application des prescriptions du plan.

Pour les centrales thermiques comme pour toutes les entreprises industrielles consommant au moins 100.000 tonnes de combustible conventionnel, le type de combustible est fixé par un décret gouvernemental, après consultation du Gosplan, selon des calculs technico-économiques.

Pour les centrales et entreprises industrielles ayant une consommation inférieure, c'est le Gosplan qui fixe le type de combustible.

Pour le gaz, le volume de la consommation qui délimite les attributions respectives des deux organismes est de 1 million de mètres cubes par an.

Les conceptions de l'Etat en matière d'utilisation d'énergie exercent également une influence sur les autres secteurs de consommation.

Dans le secteur des transports ferrés, la tendance est à l'élimination de la traction à vapeur.

Le choix entre la traction électrique et la traction diesel ne peut être réalisé qu'à l'échelle régionale.

On optera pour la traction électrique dans les régions riches en ressources hydroélectriques et pour la traction diesel dans les autres.

Dans le secteur domestique, l'Etat encourage l'emploi du gaz.

ANNEXE

I. — Tarification de l'électricité en U. R. S. S.

Depuis le 1er juillet 1955, le tarif général de l'électricité en U. R. S. S. a fait l'objet d'une revision générale publiée au « Sbornik Tarifov Na Elektritcheskouiou I Teplovouiou Energiou » par le ministère des centrales électriques de l'U. R. S. S. (06-01, Moscou 1955). C'est de cet ouvrage que sont extraits les renseignements ci-après.

a) Tarification de l'électricité utilisée pour l'éclairage

Le barème est fixé ainsi qu'il suit pour l'ensemble de l'U. R. S. S. (Extrême-Orient excepté):

Usagers:	Kopeks par kWh.
1er groupe: cités et hameaux (industriels, kolkhoziens, militaires) qui disposent d'un réseau de distribution autonome	35
2e groupe: appartements, maisons communautaires, éclairage des maisons d'habitation dans les kolkhoz, sovkhoz et M. T. S., éclairage des cours et escaliers	40
3e groupe: éclairage des voies de chemin de fer et des lignes de tramways, des gares, des stations d'autobus, trolleybus, tramways, des ports, des aérodromes, des casernes, des jardins d'enfants, des théâtres et cinémas d'enfants, de camps de pionniers	30
4e groupe: éclairage des rues	42
5e groupe: administrations, établissements hospitaliers, pharmacies, sanatoria et maisons de repos, établissements d'enseignement, instituts de recherches, états-majors, établissements de commerce, entrepôts commerciaux, cantines, restaurants, cafés et autres, établissements d'alimentation publique, hôtels, clubs, sociétés, maisons de culture, théâtres, cirques, musées, bibliothèques, parcs et jardins, stades et piscines, établissements de bains, blanchisseries, garages, stations-service, écuries, hippodromes, éclairage des établissements coopératifs et de l'Etat, destinés à une fin productive, lorsque leur capacité installée ne dépasse pas 50 kWA, ateliers de peintres et sculpteurs	60
6e groupe: établissements d'enseignement religieux, ateliers de photographies, coiffeurs, ateliers d'artisans, cinémas	110
7e groupe: bâtiments affectés à la célébration de cultes religieux	250

En Extrême-Orient (Dalenergo), le tarif est plus élevé: pour le groupe 3, 45 kopeks; ceux du groupe 5 versent 90 kopeks, à l'exception des établissements de commerce, des entrepôts, restaurants et lieux d'alimentation publique, des ateliers d'artistes, qui bénéficient du kWh à 60 kopeks.

b) Tarification de l'électricité utilisée pour la force

Les tarifs en vigueur pour la force, dans un certain nombre de « régions électriques » (en roubles par an pour le forfait A et B, et en kopeks par kWh pour la consommation effective C et D) sont les suivants:

Régions électriques.	Établissements industriels et assimilés avec une puissance installée supérieure à 50 kWA. — Tarif forfaitaire (en roubles par an). Par kWA. A	Établissements industriels — Tarif forfaitaire. Par kWh. B	Établissements industriels — Tarif des kWh consommés (en kopeks par kWh). — Compteur placé : Avant le transformateur. C	Établissements industriels — Tarif des kWh consommés. Compteur placé : Après le transformateur. D	Villes avec une consommation d'au moins 1.000 kWA. — Tarif forfaitaire. A	Villes avec une consommation d'au moins 1.000 kWA. — Tarif forfaitaire. B	Villes avec une consommation d'au moins 1.000 kWA. — Tarif des kWh consommés. C	Villes avec une consommation d'au moins 1.000 kWA. — Tarif des kWh consommés. D	Kolkhoz, sovkhoz, M. T. S. et autres usagers agricoles. — kWh. D	Villes avec une consommation maxima inférieure à 1.000 kWh. C	Villes avec une consommation maxima inférieure à 1.000 kWh. D	Chemins de fer électriques. C	Tramways, trolleybus, métro. C	Installations de moteurs de moins de 50 kWA. D	Canaux et écluses. C	Ventes au système de distribution agricole. C
Bachkirie	290	396	11,1	11,7	204	280	11,4	12,0	19	24	25,3	18	18	25	»	»
Gorki	149	261	10,2	10,7	169	295	16,0	16,7	19	28,5	29,4	»	16,1	25	15	21,2
Ivanovo	216	320	8,1	8,5	234	346	16,4	17,4	19	29,2	29,8	»	15,6	25,3	»	24,2
Kouïbychev	104	257	7,9	8,2	165	325	19	19,6	19	19,8	20,4	14	14	25	15	»
Moscou	120	168	10,5	10,9	»	»	13,2	13,5	19	»	»	10	13	19	10	25,1
Ouroussonenergo.	202	300	3,0	3,2	»	»	»	»	19	»	12	»	»	20	»	13
Iaroslav	170	327	9,4	9,9	194	375	15	15,4	19	25	25,7	»	»	25	15	23,1
Bielorussie	264	362	23,2	24,2	»	»	»	»	19	31,6	32,4	»	»	50	»	21,3
Briansk	221	338	9,3	9,7	315	410	14,8	15,4	19	27,6	28,4	»	»	28,6	»	»
Voronej	246	337	6,4	6,8	»	424	9,7	10,1	19	»	»	»	10	19	»	»
Kazenergo	138	221	6,5	6,9	169	275	11,9	12,5	19	24,7	25,5	»	12	19	»	21
Kaliningrad	227	283	11,6	12,2	309	»	12,9	13,6	19	27,9	28,7	»	20	39,6	»	21
Kalinin	200	371	11,9	12,5	»	»	»	»	19	28,8	29,6	»	20	20	»	23,7
Kirov	311	467	16,9	17,9	330	»	12,9	13,6	19	24,9	26,5	»	20	30	»	20,4
Kelenergo	120	180	0,4	0,5	324	»	4,7	5,1	13,4	17,6	18,2	3,6	»	13,4	»	13,8
Carélie	»	»	4,5	»	»	»	»	»	13,4	13,5	13,8	»	»	13,4	»	»
Lettonie	128	192	10,9	11,6	»	»	»	»	19	16,4	16,9	14	16	56,0	»	20.3
Léningrad	154	300	11,3	11,7	»	»	»	»	»	10,3	10,7	9	10	15,7	15	21,5
Arménie	86	118	1,9	2,0	»	»	»	»	7,1	11,4	11,8	4,9	»	7,1	»	10,3
Dniepraenergo	100	144	3,2	3,5	127	192	10,5	10,8	8,9	15,5	16,0	5,8	7,1	8,9	10	12,8
Kouzbass	145	262	2,8	3,0	178	322	9,4	9,7	19	13,2	13,6	9	11,3	19	»	16,7
Tomsk	277	368	5,1	5,6	»	»	»	»	19	»	»	»	20	21,6	»	»
Tchkalev	205	308	12,3	12,8	251	»	15,3	15,7	19	31,7	32,7	»	20,4	27,2	»	»
Uzbekenergo	129	176	4,8	5,2	»	»	»	»	15,1	12,3	12,7	»	12	15,1	»	20,6
Ouralenergo	141	334	6,4	6,6	»	343	13,6	14,0	19	23,3	24,3	10,8	10,8	26,4	10	18,5
Irkoutsk	102	150	5,5	5,8	»	»	»	»	19	18	18,8	11	16	20	»	»
Extrême-Orient	226	345	15,0	15,7	320	448	17,9	18,7	19	28,7	29,6	»	15	40,7	»	»

En outre, dans certaines « Régions » il existe des tarifs spéciaux applicables à certains usagers. Ainsi, par exemple, dans l'Oural, à côté du tarif général applicable aux entreprises industrielles (voir tableau précédent), il existe une série d'industries privilégiées.

Désignation	Tarif forfaitaire (en roubles par an). Par kWA.	Tarif forfaitaire (en roubles par an). Par kWh.	Tarif de la consommation effective (en kopeks par kWh). Compteur avant transfor.	Tarif de la consommation effective (en kopeks par kWh). Compteur après transfor.
Tarif général	141	334	6,4	6,6
Tarifs spéciaux pour:				
Usine d'aluminium	99	255	5,0	5,1
Usine de zinc	»	142	4,1	4,3
Usine d'abrasifs	»	142	4,1	4,3
Usine d'acier électrique	»	142	2,6	2,7

II. — Tarification de l'énergie calorifique.

La tarification du chauffage urbain et de la vapeur à usage industriel est également double, une partie est calculée forfaitairement en fonction d'un maximum de consommation annuelle, l'autre partie est taxée sur la base de la consommation effective. La Mg calorie effectivement consommée est comptée à 20 p. 100 plus cher que la Mg calorie payée au forfait.

Comme pour l'énergie électrique, chaque région électrique établit, en s'inspirant de ces principes, son tarif propre.

Tarif de la Mg calorie en roubles et en kopeks.

RÉGIONS ÉLECTRIQUES	CATÉGORIE D'USAGERS							
	BESOINS TECHNOLOGIQUES de l'industrie.		CHAUFFAGE et ventilation des usines.		CHAUFFAGE et eau chaude communale (bains, blanchisserie).		CHAUFFAGE et eau chaude des administrations.	
	Eau chaude.	Vapeur	Eau chaude.	Vapeur.	Eau chaude.	Vapeur	Eau chaude.	Vapeur.
Moscou	39,75	42,65	39,75	42,75	28,90	31,05	33,95	36,15
Gorki	27	28,60	27	28,60	23,80	25,30	31	33
Kouibychev	34,50	36,30	34,50	36,30	24,05	25,30	30,95	32,50
Bielorussie	52,95	56,05	52,95	56,05	45	47,60	49,15	52,05
Lithuanie	46,20	48,90	46,20	48,90	42,55	45	43	45,5
Donbass	22,50	23,75	22,50	23,75	15,05	15,90	23,95	25,30
Géorgie	40,45	42,70	40,45	42,75	23,95	25,30	36,85	39
Postov	31,85	33,75	31,85	33,75	23,95	25,30	26,25	27,75
Kouzbass	18,20	19,15	18,20	19,15	15,80	16,60	22,05	23,20
Irkoutsk	21,20	22,20	21,20	22,20	20	21	21,50	22,50
Karaganda	17,50	18,40	17,50	18,40	16,55	17,40	20,40	21,45
Novossibirsk	20,60	21,70	20,60	21,70	17,60	18,05	24,05	25,30
Tchkalov	28,35	29,85	28,35	29,85	21,95	23,10	27,45	28,90
Uzbekistan	42,15	44,35	42,15	44,35	39,25	41,30	40,75	43
Oural	23,50	24,75	23,50	24,75	23,35	24,60	28,85	30,70
Extrême-Orient	53	55,70	53	55,70	37,05	39	42,95	45,20

Paris. — Imprimerie des Journaux officiels, 31, quai Voltaire.